

RevCEDÖUA

N.º 18 _ Ano IX _ 2. 06 e N.º 19 _ Ano X _ 1. 07



> Doutrina

A resposta institucional ao problema das alterações climáticas

Massimiliano Montini

Some reflections on the EU mix of instruments on climate change

Ludwig Krämer

Shaping the EU climate change policy for energy-intensive sectors considering the Lisbon Strategy

Claudia Dias Soares

A indispensabilidade de novos instrumentos financeiros na reorganização da indústria energética

Patrícia Pereira da Silva

> Jurisprudência

Alemanha

Bélgica

Espanha

França

Itália

União Europeia

Estados Unidos da América

> Documentos

18.19

RevCEDÖUA

Doutrina

A resposta institucional ao problema das alterações climáticas

Resumo

O artigo traça as linhas gerais da acção internacional de luta contra as acções climáticas, sob o impulso das Nações Unidas e da União Europeia.

Desde as primeiras convenções sobre a protecção da camada de ozono até às resoluções da Assembleia Geral das Nações Unidas, passando pelo papel do Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas, descreve os principais passos conducentes à Convenção Quadro sobre Alterações Climáticas. Acerca da Convenção, são explicados os objectivos, os princípios estruturantes e as obrigações das partes. Mas é o Protocolo de Kyoto o principal foco de atenção do artigo que expõe, com detalhe, as condições da negociação e as opções normativas finais e, especialmente, os mecanismos de flexibilidade instituídos.

Os desenvolvimentos posteriores e os avanços conseguidos através das várias Conferências das Partes, que se seguiram à celebração do Protocolo de Kyoto até à Conferência de Bali, em 2007, dão uma visão clara das fraquezas e das forças deste instrumento convencional.

Por fim, apresenta o seguimento dado, na União Europeia, aos esforços internacionais de luta contra as acções climáticas, com referências às principais directivas e planos de acção adoptados no espaço europeu.

1. Introdução: o problema das alterações climáticas

A presença de gases com efeito de estufa na atmosfera, é um fenómeno natural e sendo um mecanismo que contribui para a manutenção da temperatura na atmosfera em níveis adequados à vida no planeta, mas que sofreu, sobretudo nos últimos decénios, alterações sérias e importantes. Segundo os estudos de uma, até agora, quase unânime comunidade científica, as alterações climáticas¹ causaram um notável aumento da concentração de gases com efeito de estufa na atmosfera, directa ou indirectamente imputável à utilização de combustíveis fósseis pelo Homem nos últimos séculos.

A resposta institucional, a nível internacional, à questão das alterações climáticas foi, embora não suficientemente eficaz, pelo menos bastante rápida e eficiente². A origem da reacção da comunidade internacional ao problema data dos anos 80, quando foi criado

¹ A Convenção Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas (UNFCCC) utiliza os termos «alterações climáticas» para referir-se a alterações climáticas produzidas pelo Homem.

² Sobre o tema ver em geral W. TH. DOUMA-L. MASSAI-M. MONTINI (eds.), *The Kyoto Protocol and Beyond: Legal and Policy Challenges of Climate Change*, T.M.C. Asser Press, 2007; M. MONTINI, *Il cambiamento climatico e il Protocollo di Kyoto*, in *Quaderni della Rivista Giuridica dell'Ambiente*, Speciale 20 anni, Giuffrè, 2006, 21 ss.; M. Peeters-K. Deketelaere (eds.), *EU Climate Change Policy: The Challenge of New Regulatory Initiatives*, 2006; R. VERHEYEN, *Climate Change Damage and International Law*, Martinus Nijhoff Publishers, Leiden, 2005; D. FREESTONE, C. STRECK, *Legal Aspects of Implementing the Kyoto Protocol Mechanisms*, Oxford University press, Oxford, 2005; M. BOTHE, E. REHBINDER, *Climate Change Policy*, Eleven International Publishing, Utrecht, 2005; B. METZ, M. HULME (Eds.), *Climate Policy Options post 2012: European Strategy, technology and adaptation after Kyoto*, London: Earthscan, 2005; F. YAMIN, J. DEPLEDGE, *The International Climate Change Regime*, Cambridge University Press, Cambridge, 2004; D. VICTOR, *The Collapse of the Kyoto Protocol and Struggle to Slow Global Warming*, Princeton Univ. Press., 2004; W.J. MCKIBBIN, P.J. WILCOXEN, *An Alternative to Kyoto?*, *New Economy*, 10, 3, 2003, 125 ss.; S. NESPOR, A. L. DE CESARIS, *Le lunghe estati calde. Il cambiamento climatico e il protocollo di Kyoto*, Gedit edizioni, Bologna, 2004.

um sistema institucional para fazer frente ao fenómeno do chamado “buraco na camada de ozono”, problemática que, entre 1985 e 1987, conduziu primeiro à conclusão da Convenção de Viena sobre a protecção da camada de ozono (1985) e, dois anos mais tarde, à assinatura do Protocolo de Montreal sobre substâncias que prejudicam a camada de ozono (1987). O ano seguinte, referindo-se especificamente ao problema das alterações climáticas, intervém a Assembleia Geral das Nações Unidas que, com a Resolução 43/53 de 1988, declarou a questão das alterações climáticas como uma “preocupação comum da humanidade” (*common concern of humankind*)³ a enfrentar com intervenções organizadas e conduzidas a nível global. Nesse mesmo ano, a Organização Meteorológica Mundial (WMO) e o Programa das Nações Unidas para o Ambiente (UNEP) promovem a instituição do Comité Intergovernamental sobre Alterações Climáticas (*Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC*), com o tarefa de verificar e avaliar, numa base objectiva, aberta e interdisciplinar, a nível internacional, o estado da ciência relativamente ao tema das alterações climáticas, com o objectivo de propôr soluções adequadas para obviar aos fenómenos negativos identificados. O IPCC, de então em diante, desempenhou, com um empenhamento constante, o papel fundamental de “avaliador” afiançado pela comunidade internacional, não desenvolvendo directamente actividade de investigação científica nem de monitorização, mas avaliando e sintetizando, fundando a sua actividade no co-envolvimento de cientistas e peritos de todo o mundo e das mais variadas disciplinas. A actividade desenvolvida até hoje pelo IPCC concretizou-se na redacção de quatro relatórios sobre o estado da ciência em matéria de alterações climáticas, publicados respectivamente em 1990, 1995, 2001 e 2007⁴.

2. A Convenção Quadro sobre Alterações Climáticas (1992)

Para a conclusão da Convenção Quadro sobre as Alterações Climáticas, o primeiro verdadeiro instrumento jurídico internacional para a luta contra as alterações climáticas, devemos recuar até 1990, ano no qual a Assembleia Geral das Nações Unidas dá um primeiro passo em tal sentido com a resolução n.º 45/212, que institui um Comité Negocial Intergovernamental para a elaboração de uma convenção internacional sobre alterações climáticas⁵. Ao fim de dois anos de negociações, o resultado do trabalho de tal Comité foi a apresentação do texto da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas, que foi aberta para assinatura em Junho de 1992, no âmbito da Conferência do Rio sobre Ambiente e Desenvolvimento. A Convenção Quadro recebeu um amplo apoio da comunidade internacional e em poucos meses foi assinada por 80 países (para a entrada em vigor deveria esperar-se no entanto até 1994). Ainda hoje, depois de vários anos, este instrumento representa uma das convenções internacionais com o maior número absoluto de Partes, umas 190, que a tornam num dos poucos tratados que podem considerar-se de aplicação verdadeiramente global. Em termos ainda mais gerais, entre outras coisas, pode dizer-se que o sector das alterações climáticas globalmente entendido, impulsionou um dos mais altos níveis de participação dos diversos sujeitos interessados, como Estados, ONGs, organizações intergovernamentais e outras organizações de *stakeholders*.

A Convenção Quadro sobre as alterações climáticas, no Preâmbulo, situa-se na linha da citada Resolução n.º 45/212 da Assembleia Geral, reiterando a definição de alterações climáticas como “preocupação comum da humanidade”. Por outro lado, considerando a

³ Resolução da UNGA (*United Nations General Assembly*) 43/53 (1988).

⁴ Ver os Relatórios IPCC, no sítio <http://www.ipcc.ch>.

⁵ Resolução da UNGA (*United Nations General Assembly*) 45/212 (1990).

natureza global do fenómeno das alterações climáticas, exorta todos os Estados da comunidade internacional à mais ampla cooperação possível, cada um no respeito das suas próprias possibilidades, capacidade e condições económicas e sociais, em aplicação do princípio da responsabilidade comum mas diferenciada.

O objectivo fundamental da Convenção Quadro está inscrito no artigo 2 (artigo que se aplica também ao Protocolo de Kyoto, estabelecendo o Parágrafo 2 da Convenção que cada instrumento correlacionado partilha o objectivo fundamental do artigo 2, que é o de estabilizar aos níveis de 1990 as emissões de gases com efeito de estufa, ou, mais propriamente, o de “atingir a estabilização da concentração de gases com efeito de estufa na atmosfera a um nível que permita prevenir as interferências humanas perigosas com o sistema climático”. Tal objectivo, segundo as disposições da Convenção, deveria ser atingido pelas Partes “num espaço de tempo tal que permita aos ecossistemas adaptar-se naturalmente às alterações climáticas, com vista a assegurar que a produção alimentar não seja posta em risco e de modo a fazer com que o desenvolvimento económico evolua de forma sustentável”. Sobre a natureza jurídica de tal objectivo geral de estabilização discutiu-se muito na doutrina, mas a opinião agora mais comumente partilhada é de que se trata de uma declaração de intenções privada de eficácia vinculante, mais do que de uma verdadeira e própria obrigação jurídica imperativa posta a cargo das Partes⁷. Em outros termos, segundo parte da doutrina, tal objectivo poderia ser correctamente qualificado como uma “obrigação de conduta” mais do que uma “obrigação de resultado”, de acordo com uma distinção ao tempo proposta pela Comissão de Direito Internacional⁸.

No artigo 3, como no Preâmbulo, encontra-se uma referência aos princípios mais relevantes sobre os quais se deve basear a acção das Partes, a saber, o princípio da precaução, o princípio do desenvolvimento sustentável, o princípio da equidade inter-generacional e o princípio da responsabilidade comum mas diferenciada. Por outro lado, sempre na mesma norma, dispõe-se que os Países mais desenvolvidos deveriam tomar a iniciativa da luta contra as alterações climáticas e que as necessidades específicas dos Países em vias de desenvolvimento deveriam ser tidas em adequada consideração.

A decisão de incluir os mencionados princípios no corpo da Convenção vem, além disso, amplamente ponderada e discutida pelos varios Países membros desde a sua adopção. Por um lado eram, de facto, os Estados Unidos e alguns outros países industrializados que não viam a necessidade de introduzir uma referência aos princípios no artigo 3, reputando mais oportuno regular no Preâmbulo, como linhas políticas de princípio, por outro lado, diferentemente, a China e a maior parte dos países em vias de desenvolvimento (agrupados no G-77) que consideravam mais útil, num sector tão complexo de cooperação internacional como o das alterações climáticas, a previsão de uma série de princípios contidos directamente no texto da Convenção, para os tornar legalmente vinculantes, garantindo assim uma mais fácil e correcta execução da Convenção.

⁶ Ver o elenco oficial das Partes da Convenção Quadro (192 Stati, più un Organizzazione Internazionale, ossia la CE, al 22/08/2007), così come tutte le informazioni riguardanti la sua applicazione, nel sito www.unfccc.int.

⁷ Sobre este ponto veja-se J. WERKSMANN, *Designing a Compliance System for the UN Framework Convention on Climate Change*, in J. CAMERON, J. WERKSMAN, P. RODERICK (eds.), *Improving Compliance with International Environmental Law*, London, Earthscan, 1996, p. 90; P. SANDS, *The United Nations Framework Convention on Climate Change*, 1 *Review of European Community and International Environmental Law (RECIEL)* 1992, p. 274; D. BODANSKY, *The United Nations Framework Convention on Climate Change*, 18 *Yale Journal of International Law* 1993, p. 516.

⁸ Ver R. VERHEYEN, *Climate Change Damage and International Law*, cit., p.80. O autor retoma a distinção entre “obrigação de conduta” e “obrigação de resultado”, dos trabalhos da Comissão de Direito Internacional no âmbito do projecto de articulado sobre a responsabilidade dos Estados, a qual todavia não se manteve na versão final do projecto.

O artigo seguinte, o artigo 4(1), elenca as obrigações principais postas a cargo de todas as Partes da Convenção, em cumprimento do objectivo de estabilização das emissões de gases com efeito de estufa previsto no artigo 2, em prossecução do qual os Países mais industrializados, aqui incluídos os Países com economia em transição, elencados no Anexo I da Convenção (Países *Annex I*), deveriam guiar os esforços internacionais. Tais obrigações incluem, ente outras, o desenvolvimento e actualização periódica de inventários nacionais sobre as emissões de gases com efeito de estufa, a formulação e a execução de políticas climáticas nacionais específicas, a promoção do desenvolvimento de tecnologia virada para o controlo, a redução e a prevenção das emissões de gases com efeito de estufa, e a cooperação na elaboração de políticas idóneas e medidas de adaptação ao fenómeno das alterações climáticas, sobretudo nas áreas mais intensamente afectadas.

Além disso, o artigo 4(5) dispõe que os Países mais industrializados, elencados no Anexo II da Convenção, substancialmente coincidentes com aqueles do Anexo I com excepção dos Países com economia em transição, deveriam pôr à disposição “novos e adicionais recursos financeiros” para permitir aos Países em vias de desenvolvimento suportar os custos derivados da execução das medidas previstas na Convenção e em particular os previstos no artigo 12, relativos à obrigação de dispor de sistemas nacionais de monitorização adequados, a inventariação e a comunicação das suas próprias emissões de gases com efeito de estufa controladas pela Convenção.

Adicionalmente, os Países do Anexo II da Convenção têm a obrigação de suportar e financiar o “mecanismo financeiro” previsto no artigo 11, provisoriamente identificado com o Fundo Global para o Ambiente (GEF), devendo por outro lado promover, facilitar e financiar a transferência de tecnologia e *know-how* para os Países em vias de desenvolvimento, de forma a permitir-lhe uma execução melhor e mais ágil das obrigações a seu cargo previstas pela Convenção.

Os artigos 7 a 11 da Convenção contêm pois uma série de disposições sobre o sistema institucional estabelecido pela própria Convenção, que compreendem a Conferência das Partes (COP) identificada como órgão supremo, o Secretariado como principal órgão de administração, e dois órgãos subsidiários técnico-científicos que operam sob a direcção da COP: o órgão subsidiário de assistência científica e técnica (SBSTA) e o órgão subsidiário de execução (SBI).

À Conferência das Partes é atribuída a tarefa de vigiar permanentemente e assegurar o correcto cumprimento da Convenção Quadro e de todos os instrumentos jurídicos integrativos adoptados. A Conferência das Partes reúne-se anualmente em sessão ordinária no âmbito da qual desempenha todas as funções necessárias para garantir o bom funcionamento da Convenção Quadro e actividades destinadas a alcançar o objectivo geral.

O Secretariado desempenha as funções de administração e de coordenação das actividades previstas na Convenção Quadro. Para esse efeito, organiza as sessões da COP e dos órgãos subsidiários, recolhe e difunde as informações e as relações relativas à execução da Convenção e providencia a coordenação com o secretariado de outras convenções e instituições internacionais.

O órgão subsidiário de assistência científica e técnica (SBSTA) tem a função de fornecer à COP, e, se oportuno, aos outros órgãos subsidiários, informação e assistência para a resolução das questões científicas e técnicas relativas à convenção. Tem natureza interdisciplinar e compreende representantes dos governos das partes.

O órgão subsidiário de execução (SBI), por fim, tem competência para prestar assistência à COP na avaliação e no exame da efectiva execução da Convenção. Também este é formado por representantes dos governos das partes, peritos em questões relativas às alterações climáticas.

3. O Protocolo de Kyoto (1997)

No ano seguinte à entrada em vigor da Convenção Quadro tem lugar em Berlin a Primeira Conferência das Partes da Convenção (COP-1), durante a qual as Partes assumiram como objectivo prioritário tornar mais restritivas as metas (*target*) demasiado vagas de estabilização e de redução das emissões com efeito de estufa previstas na Convenção Quadro, sobretudo com referencia aos Países mais industrializados, ou seja, os Países *Annex I*. Foi frisado, de facto, que o empenhamento assumido pelos países desenvolvidos na manutenção das emissões do ano 2000 aos níveis de 1990 não consentia a prossecução do objectivo da Convenção de impedir a longo prazo as “interferências antrópicas (atribuíveis à actividade humana) perigosas para o sistema climático”.

Para responder a esta exigência de prosequir uma política climática mais eficaz, a Conferência das Partes representou o início de um processo negocial voltado para o estabelecimento de um novo instrumento convencional destinado a tornar mais incisivas e vinculantes as obrigações assumidas pelas Partes com a Convenção Quadro. Estabelecido um período máximo de dois anos para desenvolver tal processo negocial, conhecido pelo nome de “Mandato de Berlin”, foi portanto instituído um grupo negocial específico, o chamado “*Ad Hoc Group on the Berlin Mandate*” (AGBM), que, após um par de anos de trabalhos, apresentou, aquando da Terceira Conferência das Partes da Convenção (COP-3), ocorrida em Kyoto em 1997, um projecto de Protocolo integrativo dos objectivos previstos na Convenção Quadro para os Países industrializados⁹. No que respeita aos países em vias de desenvolvimento, vem pelo contrário expressamente previsto no “Mandato de Berlin” que, em conformidade com o princípio da responsabilidade comum mas diferenciada, não seriam estabelecidas, para eles, nem obrigações vinculantes de redução das emissões, nem outras obrigações procedimentais adicionais relativamente àquelas já previstas na Convenção Quadro.

No âmbito da COP-3, após diversos dias de intensas negociações, as Partes chegaram in extremis a um acordo sobre o texto do Protocolo destinado a reforçar as obrigações das Partes já previstas na Convenção Quadro, que tomou o nome de Protocolo de Kyoto¹⁰.

O Protocolo de Kyoto, prevendo, pela primeira vez na história, objectivos obrigatórios de redução das emissões para os países industrializados, configurava-se assim como o primeiro passo para a aplicação concreta do objectivo geral previsto na Convenção Quadro, a saber, a estabilização das emissões de gases com efeito de estufa¹¹ na atmosfera a um nível que permita prevenir interferências humanas danosas com o sistema climático, em execução do previsto nos artigos 4(2)(a) e 4(2)(b) da Convenção e de harmonia com o estabelecido no “Mandato de Berlin”. Para tal fim, o Protocolo procedeu à introdução de objectivos vinculantes de redução das emissões dos gases com efeito de estufa a cargo dos Países *Annex I*, enquanto não impunha nenhum objectivo vinculante de redução das emissões a cargo dos Países em vias de desenvolvimento, apesar da confirmação da sua renovada adesão ao objectivo geral da luta contra as alterações climáticas já consagrado em termos gerais na Convenção Quadro. Tanto limites temporais, como o recurso a instrumentos de mercado, vinham pois previstos para verificação e garantia do alcançar dos ditos objectivos pelos Países industrializados.

⁹ Decisão 1/CP.3.

¹⁰ O elenco oficial das Partes do Protocolo de Kyoto (177 Membros, em 12/12/2007, incluindo a CE, que representam 63,7% das emissões globais dos Países do Anexo I em 1990), assim como todas as informações relativas à sua aplicação, no sítio www.unfccc.int.

¹¹ Recordamos que, embora o texto se exprima em termos de “*carbon dioxide equivalent emissions*”, os gases considerados são seis e, mais especificamente: CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC, SF₆. Em particular, deve ser tomada em consideração a emissão agregada de tais gases num período de 5 anos (2008-2012).

Os objectivos vinculantes previstos no Protocolo de Kyoto são especificados no Anexo B do Protocolo sob a forma de uma quota percentual e prevêem uma redução média das emissões de gases com efeito de estufa para os Países *Annex I*, de 5% relativamente aos níveis de 1990, a alcançar por cada País dentro do primeiro período de referência (2008-2012). Os objectivos de redução das emissões são vinculantes para todos os Países elencados no Anexo I do Protocolo de Kyoto, mas diferenciados para cada um destes, com base numa tabela contida no Anexo B do Protocolo. Em tal tabela, sobressaem, por exemplo, os Países da União Europeia com um objectivo global de redução das emissões de -8%, os EUA com -7% e o Japão com -6%¹².

Quanto aos Países da União Europeia, o objectivo agregado de redução das suas emissões previsto no Protocolo, igual a -8% globalmente, vem depois repartido em obrigações diferenciadas entre os vários Países com base num acordo posterior entre eles, dito “*Burden Sharing Agreement*”, concluído em 1998 entre o Ministro do Ambiente dos então 15 Estados Membros, em conformidade com o previsto no artigo 4(1) do Protocolo, que autoriza os Estado Membros à prossecução conjunta dos objectivos vinculantes de redução consagrados no Anexo B do Protocolo, em cumprimento do mecanismo da chamada “bolha europeia” (“*EU Bubble*”)¹³. O mecanismo de “*Burden Sharing*” permitiu obter uma mais fácil e justa repartição do objectivo global entre todos os Estados Membros da União Europeia, tendo em conta os diversos níveis de desenvolvimento existentes entre eles.

Diferente, mas igualmente peculiar e interessante, era a posição dos EUA, que representavam, por causa do seu contributo representando mais de 35% das emissões totais de gases com efeito de estufa de todos os países do *Annex I*, um imprescindível ponto de referência para todos os esforços internacionais visando a redução das emissões globais de gases com efeito de estufa na atmosfera, apesar da sua adversidade geral e declarada contra instrumentos acordados, que colocavam a carga das Partes objectivos vinculantes de estabilização ou redução das emissões. Como é sabido, depois, os Estados Unidos, apesar do seu activismo durante a fase negocial do Protocolo e a disponibilidade política inicial, não voltaram a ter seriamente em consideração a possibilidade da ratificação e declararam oficialmente a sua vontade de não ratificar o Protocolo em Março de 2001. Tal decisão, além de mais, apesar de ser relevante por si só, com base no facto de que a entrada em vigor do protocolo está condicionada à ratificação de um número de Países não inferior a 55 e responsáveis por, pelo menos, 55% das emissões produzidas pelos Países *Annex I* da Convenção Quadro, comportou, como efeito secundário embora directamente relacionado, a necessidade de a União Europeia ir mais de encontro às exigências dos Países do chamado *Umbrella Group* (Rússia, Canadá, Austrália e Japão), e principalmente da Rússia, fundamental para o atingimento da meta de 55%.

Se olharmos em particular para o elenco dos objectivos vinculantes de redução das emissões previstas no Anexo B do Protocolo de Kyoto, pode observar-se que as diversas obrigações a cargo das Partes interessadas relativas ao controlo das emissões podem ser agrupadas em três categorias, que prevêem respectivamente a estabilização, a redução e o aumento controlado¹⁴.

¹² Os EUA, como se sabe, decidiram posteriormente não ratificar o Protocolo de Kyoto, pelo que o seu objectivo de redução das emissões se tornou meramente teórico, não se tendo tornado realmente vinculante nem operativo.

¹³ Ver Doc. 9702/98 de 19 de Junho de 1998 do Conselho da União Europeia que constitui o resultado dos trabalhos do Conselho do Ambiente de 16-17 de Junho de 1998, Anexo I.

¹⁴ Dentro das três categorias citadas *supra* encontramos, por exemplo: (1) para a estabilização: Rússia, Ucrânia, Nova Zelândia; (2) para a redução: a maioria das Partes do Protocolo, entre as quais os 15 Estados Membros da União Europeia em 1997, a Suíça e os Países com economias em transição (-8%), EUA (-8%), Japão e Canadá (-6%); (3) para um aumento controlado: Noruega (+1%), Austrália (+8%) e Islandia (+10%).

Em termos bastante similares podem ser depois reagrupados nas mesmas três categorias mencionadas, os objectivos vinculantes de redução das emissões previstas a cargo dos Estados Membros da União Europeia com base no acordo dito de “*Burden Sharing Agreement*”, supra citado¹⁵.

É oportuno, neste ponto, sublinhar como o respeito dos objectivos vinculantes de contenção e redução das suas emissões, por parte dos Estados Membros do Protocolo, não pode prescindir da definição e execução de políticas climáticas específicas a nível nacional, as quais devem necessariamente prever a realização de uma série de intervenções viradas para a revisão substancial e reorganização das principais actividades económicas culpadas pela contribuição para o fenómeno das laterações climáticas, mediante a emissão de gases com efeito de estufa na atmosfera. Como primeira aproximação, segundo o disposto no Anexo A do Protocolo de Kyoto, tais actividades deveriam ser imputadas sobretudo a alguns sectores específicos, entre os quais se destacam o sector industrial, o agrícola, o energético e o da gestão de resíduos.

É facilmente intuível, todavia, que, na maior parte dos Países industrializados, objectivos de redução tão incisivos e gravosos, como os previstos no Anexo B do Protocolo de Kyoto, não se prestam a ser facilmente alcançados mediante a mera realização de intervenções a nível nacional, que teriam, de facto, custos muito elevados para os Países em questão. Por tal motivo, o Protocolo prevê a possibilidade de as Partes, realizarem uma parte das reduções de emissões de gases com efeito de estufa previstas no próprio objectivo vinculante de redução, mediante a utilização dos mecanismos de flexibilidade, concebidos expressamente com o propósito de facilitar o alcançar dos objectivos de redução acordados para as Partes sem um excessivo ónus económico a seu cargo.

4. Os mecanismos de flexibilidade previstos no Protocolo de Kyoto

Os mecanismos de flexibilidade previstos no Protocolo de Kyoto são três e dão pelo nome de *Joint Implementation* (JI), *Clean Development Mechanism* (CDM) e *Emissions Trading* (ET).

Os mecanismos de flexibilidade foram idealizados para permitir aos Países *Annex I*, ou seja os Países com objectivos vinculantes de contenção, estabilização e redução tendencial das emissões de gases com efeito de estufa, de alcançar os seus objectivos com menores custos para as suas economias, mediante o financiamento de projectos de redução das emissões em outros Países *Annex I* (através da *Joint Implementation*) ou em *Países Non-Annex I* (através do *Clean Development Mechanism*), ou mediante a transferência de unidades de redução das emissões (através de *Emissions Trading*).

O mecanismo da *Joint Implementation* (JI) está previsto no artigo 6 do Protocolo. Trata-se de um mecanismo baseado em “projectos” de redução das emissões de gases com efeito de estufa, com base no qual cada País *Annex I* pode contribuir para a satisfação das suas obrigações de redução mediante a utilização de unidades de redução das emissões (*emission reduction units*), resultantes dos projectos empreendidos noutro País *Annex I*, com vista a reduzir as emissões ou aumentar a absorção de gases com efeito de estufa por parte dos chamados “sumidouros” de absorção¹⁶. Recordemos que, todavia, as unidades de redução das emissões poderão ser emitidas limitadamente no período entre 2008 e

¹⁵ Dentro das três categorias citadas *supra* encontramos: (1) para a estabilização: França e Finlândia; (2) para a redução: a maior parte dos Estados UE, entre os quais o Luxemburgo (-28%), Alemanha e Dinamarca (-21%), Áustria (-13%), Reino Unido (-12,5%), Bélgica (-7,5%), Itália (-6,5%), Países Baixos (-6%); (3) para um aumento controlado: Suécia (+4%), Irlanda (+13%), Espanha (+15%), Grécia (+25%), Portugal (+27%).

2012. Os Países investidores podem também envolver outras “entidades legais”, como por exemplo a indústria e os investidores institucionais, em operações de transferência e aquisição das reduções de emissões, empenhando-se no entanto num controlo do seu trabalho no contexto internacional.

O mecanismo do desenvolvimento limpo, (*Clean Development Mechanism* ou CDM), introduzido in *extremis* no Protocolo, constitui uma criação original da Conferência das Partes (COP-3) de Kyoto e está previsto no artigo 12 do Protocolo, que define os aspectos gerais, sem todavia fornecer uma disciplina completa. Tal mecanismo configura-se, em termos gerais, como um mecanismo similar, na sua concepção de fundo, ao mecanismo de *Joint Implementation*, ao qual aludimos supra, na medida em que também este é baseado em “projectos” de redução das emissões de gases com efeito de estufa, embora desenvolvidos, neste caso, por um País *Annex I* no território de um País *Non-Annex I*, ou seja de uma Parte sem obrigações vinculantes de contenção, estabilização ou redução das emissões de gases com efeito de estufa. Um projecto de CDM é estruturado em cinco fases: do *project design* à emissão da certificação de redução de emissões, passando pela convalidação e registo do projecto, a monitorização e a actividade de verificação e certificação¹⁷.

O CDM, em particular, é o mecanismo de maior interesse na óptica da promoção do desenvolvimento sustentável, considerando o seu escopo duplo, que é, por um lado, permitir às Partes *Annex I* promover e realizar projectos de redução das emissões de gases com efeito de estufa em Países *Non-Annex I* a fim de utilizar as reduções de emissões obtidas para contribuir para satisfazer as suas obrigações de redução previstas no Protocolo e, por outro lado, permitir aos Países *Non-Annex I* alojar projectos de redução das emissões de gases com efeito de estufa, trazendo benefícios ambientais, sociais e de desenvolvimento ligados à transferência de tecnologias limpas e à melhoria da sua eficiência e capacidade energética.

Um dos principais problemas relativos aos projectos CDM é a identificação de um parâmetro com base no qual estimar, no momento no qual o projecto CDM vem certificado, quanto é que o País hospedeiro teria emitido sem o projecto em questão, ou seja, quanto é que o projecto efectivamente contribuiu para uma redução das emissões¹⁸. A solução para tal problema reside na estimativa da redução das emissões de gases com efeito de estufa relativamente ao cenário “*business-as-usual*” e na escolha da corrente metodológica a aplicar para a determinação do cenário de base do projecto (*baseline*) e para a monitorização das emissões¹⁹.

O mecanismo de *Emissions Trading* (ET) está contemplado no artigo 17 do Protocolo de Kyoto. A decisão relativa à sua inserção no texto do Protocolo, adicionalmente aos outros dois mecanismos já citados supra, foi tomada apenas numa fase bastante avançada da Conferência das Partes de Kyoto (COP-3). Diferentemente dos dois instrumentos anteriormente examinados, não se trata de um mecanismo baseado em “projectos” de redução de emissões de gases com efeito de estufa, mas o seu objectivo essencial é, em vez disso, permitir aos Países *Annex I* e às entidades legais expressamente autorizadas pelas Partes, transaccionar entre elas numa unidade de redução das emissões de gases com efeito de estufa, de modo a poder alcançar, de forma mais eficiente e menos onerosa, os seus objectivos vinculantes de redução previstos no Protocolo. Por este motivo, a

¹⁶ Tal mecanismo tem a sua origem no mecanismo piloto dito *Activities Implemented Jointly* (AIJ), que foi definido no âmbito da COP 1 de Berlin (1995).

¹⁷ Sobre este tema ver o contributo de A. ROSSI com o título *Il Ciclo del Progetto CDM*, publicado em *The Kyoto Protocol and Beyond: Legal and Policy Challenges of Climate Change*, T.M.C. Asser Press, 2007, de W. TH. DOUMA-L. MASSAI-M. MONTINI (eds.).

¹⁸ Ver M. DOELLE, *From Hot Air to Action? Climate Change, Compliance and the Future of International Environmental Law*, Thomson-Carswell, 2005.

¹⁹ Sobre este tema ver o contributo de A. ROSSI com o título *Il Ciclo del Progetto CDM*, *ibidem*.

utilização do mecanismo em questão está limitado, por previsão expressa do artigo 17 do Protocolo, apenas às Partes *Annex I*.

A racionalidade económica, que esteve na base dos mecanismos de flexibilidade em geral, reside na exploração das diferenças existentes entre os custos marginais dos intervenientes dirigida à redução das emissões de gases com efeito de estufa nas diversas Partes da Convenção Quadro. O Protocolo de Kyoto, todavia, limita-se a instituir mecanismos de flexibilidade, mas não contém regras precisas sobre eles ou sobre o seu funcionamento. Tais regras foram mais tarde elaboradas, discutidas e aprovadas nas sucessivas Conferências das Partes da Convenção Quadro (da COP-3 à COP-10) e por fim ratificadas e definitivamente aprovadas na Primeira Conferência das Partes do Protocolo de Kyoto (COP/MOP-1), que decorreu em Montreal em 2005.

O Protocolo de Kyoto não contém uma disposição sequer sobre a espinhosa questão da identificação do contributo que os mecanismos de flexibilidade podem dar para a prossecução do objectivo vinculante de redução das emissões previsto para os Países *Annex I*, ou, por outras palavras, sobre a questão da possibilidade de estabelecer, pelo menos, limite máximo à identificação do contributo total de redução que pode ser cumprido mediante o recurso aos mecanismos de flexibilidade, em alternativa mediante iniciativas e acções “domésticas” de redução das emissões. No entanto, o Protocolo prevê explicitamente o requisito da subsidiariedade, com base no qual as Partes deveriam procurar dar prioridade às acções domésticas, de forma a que estas representem uma parte significativa dos seus esforços de cumprimento na luta contra as alterações climáticas.

Em virtude desta questão, nos anos imediatamente posteriores à conclusão do Protocolo, houve foi uma clara contraposição entre as posições sustentadas, por um lado, pelos EUA, que reivindicavam a liberdade de reduzir as emissões também, por hipótese, com o quase total recurso à utilização dos mecanismos de flexibilidade, escapando de intervenções mais custosas a nível nacional e, por outro lado, pela União Europeia que, em alternativa, defendia a instituição de um limite máximo à utilização de mecanismos mais vantajosos para cada País *Annex I*, de forma a promover o desenvolvimento de verdadeiras políticas climáticas nacionais e incentivar comportamentos correctos dentro de todos os Países mais industrializados. A questão, finalmente, ficou por resolver e, com a passagem do tempo, perdeu talvez o interesse, a partir do momento em que, em primeiro lugar, os EUA decidiram finalmente não ratificar o Protocolo, principalmente por causa dos custos do seu cumprimento, julgados excessivos para a sua economia nacional, e, em segundo lugar, em virtude do facto de que também dentro dos Países da União Europeia se levantaram diversas vozes que sustentavam a oportunidade de um amplo recurso aos mecanismos flexíveis, de forma a permitir um impacto menos gravoso do cumprimento do Protocolo para o sistema económico nacional dos Países Membros.

5. A Conferência das Partes após a COP-3 de Kyoto (1998-2004)

Logo após a conclusão do Protocolo de Kyoto, no âmbito da COP-3, e na pendência da obtenção do número de ratificações necessárias para a sua entrada em vigor, as Partes da Convenção Quadro começaram a desenvolver as regras, as modalidades de operação e os procedimentos através dos quais o Protocolo, e particularmente os mecanismos flexíveis para o efeito previstos, deveriam operar em concreto.

No âmbito da COP-4, realizada em Buenos Aires em 1998, as Partes alcançaram um acordo de princípio sobre tais temas, com a conclusão do “Plano de Acção de Buenos Aires”. Relativamente aos mecanismos de flexibilidade, o Plano de Acção previa a realização de uma negociação específica para a definição das questões por resolver em sede

de negociação e conclusão da assinatura do Protocolo de Kyoto, com o compromisso de procurar fazer cumprir o negociado no âmbito (il negoziato entro) da Sexta Conferência das Partes, a COP-6, já programado para o ano 2000 para a Haia. Em sede de COP-4 foram também reunidos notáveis resultados relativamente aos temas económicos, ao avanço tecnológico relativamente à China e, em geral, aos Países em vias de desenvolvimento (os do denominado grupo G-77).

Depois da COP-5 de Bona em 1999, que teve um carácter essencialmente interlocutório, chega-se então, com muitas expectativas, à COP-6 realizada, como já foi dito, em Haia, na qual todavia as Partes não conseguiram alcançar um acordo sobre as questões que continuam ainda sem solução, sobretudo por causa de um persistente desacordo sobre o papel que poderiam ter tido os projectos visando o dito “sequestro” ou absorção das emissões de gases com efeito de estufa no cumprimento parcial dos objectivos vinculantes de redução postos a cargo dos Países Annex I. Um papel fundamental no falhanço parcial da COP-6 foi desempenhado pelos atritos criados pela União Europeia, por um lado, favorável à previsão de um mecanismo internacional, e até sancionatório, de controlo da efectiva aplicação do Protocolo, e os EUA e os Países do chamado *Umbrella Group* do outro, contrários à adopção de instrumentos regulatórios potencialmente danosos para o livre mercado e defensores tanto da oportunidade de implementar ao máximo os mecanismos de flexibilidade, como da necessidade de prever obrigações mais incisivas perante os Países em vias de desenvolvimento.

As Partes, a partir daqui, movidas principalmente pela vontade de não declarar oficialmente o “falhanço” da Conferência da Haia e o conseqüente desrespeito do compromisso temporal adoptado com o “Plano de Acção de Buenos Aires”, decidiram considerar apenas “suspensa”, em vez de encerrada por desacordo, a reunião da Haia e optaram por um prolongamento da mesma para Julho de 2001 em Bona (COP 6 bis).

O acordo político alcançado então, no âmbito da COP 6 bis abre caminho aos “Acordos de Marrakech”, concluídos pelas Partes por ocasião da posterior COP 7. Os “Acordos de Marrakech” compreendem umas 39 decisões, contendo linhas de orientação, modalidades de operação e regras de funcionamento para a execução do Protocolo de Kyoto, adoptadas na COP 7 apenas em versão provisória, aguardando a sua formal aprovação por parte da Primeira Conferência das Partes do Protocolo de Kyoto (COP/MOP 1), após a sua entrada em vigor. Mais especificamente, os resultados emergentes da Conferência em questão podem ser sintetizados em quatro pontos principais²⁰: adopção do texto sobre mecanismos de controlo em caso de incumprimento das obrigações decorrentes do Protocolo, acordo sobre os mecanismos de flexibilidade (os chamados *flexibilidade criteria*) e *carbon sink* (sumidouros), definição dos sistemas de monitorização e controlo das emissões, adopção de um documento de direcção para as iniciativas empreendidas nos Países em vias de desenvolvimento.

As posteriores Conferências de Partes não acrescentaram muito à estrutura, agora já bem definida, do Protocolo de Kyoto e das suas regras de funcionamento²¹. A situação então permaneceu quase numa espécie de empate, até à ratificação do Protocolo por parte da Rússia, a qual, emitida em Novembro de 2004, permitiu finalmente satisfazer os requisitos previstos no artigo 25²², permitindo então a entrada em vigor do Protocolo, em 16 de Fevereiro de 2005, passados 8 anos após a sua conclusão.

²⁰ Ver Ministério do Ambiente e da Tutela do Território, *Nuove prospettive del Protocollo di Kyoto: meccanismi attuativi e impatto sulla competitività*, Ipaservizi Editore, 2002.

²¹ As sucessivas Conferências das Partes da Convenção Quadro foram respectivamente a COP-8 de Nova Deli (2002), a COP-9 de Milão (2003) e a COP-10 de Buenos Aires (2004).

²² Com base no artigo 25 do Protocolo de Kyoto, a sua entrada em vigor estava, com efeito, subordinada à sua ratificação por parte de, pelo menos, 55 Países do Anexo I, cujas emissões deveriam superar 55% das emissões totais de tais Países, calculadas com base nos níveis de 1990.

6. A Conferência das Partes do Protocolo de Kyoto (2005-2007)

Após a entrada em vigor do Protocolo, no fim de 2005, decorreu em Montreal a Primeira Conferência das Partes do Protocolo de Kyoto (COP/MOP-1) que, considerando a continuada falta de ratificação do Protocolo por parte de dois relevantes Países *Annex I*, a saber, os EUA e a Austrália, e alguns outros Países *Non-Annex I*, decorreu simultaneamente, embora formalmente separada, relativamente à COP-11 das Partes da Convenção Quadro.

Em suma, as Partes da Convenção, no âmbito da COP-11, enfrentaram algumas questões importante ligadas particularmente à *capacity building*, a transferência de tecnologia e a adaptação dos efeitos negativos das alterações climáticas nos países em vias de desenvolvimento, com o envolvimento do Fundo Global do Ambiente (GEF). Além disso, a COP-11 lançou o início de um processo negocial visando o desenvolvimento do diálogo entre os Países sobre experiências e aproximações estratégicas para uma acção a longo prazo de luta contra as alterações climáticas. Tal diálogo não terminou com a assunção de qualquer tipo de obrigação vinculante para as Partes da Convenção e não implica a abertura de negociações formais com vista a futuros empenhamentos das Partes. Todavia, a importância de tal processo reside no envolvimento dos Estados Unidos, que foram excluídos das negociações que tiveram lugar no âmbito da COP/MOP-1.

Quanto à COP/MOP-1, em particular, neste contexto as Partes adoptaram um pacote de decisões que tornam plenamente operativo o Protocolo, entre as quais os “Acordos de Marrakech” que estavam já definidos durante a COP-7 e que contêm, *inter alia*, as normas específicas e os procedimentos para a execução dos mecanismos flexíveis, e as regras do sistema de resolução de controvérsias. Adicionalmente, a COP/MOP-1 instituiu um grupo de trabalho *ad hoc* com o objectivo de elaborar uma estratégia para o período post-Kyoto, ou seja para lançar as bases para a definição de posteriores obrigações de redução vinculantes para os países industrializados, a partir de 2012. Com base em tal decisão, pode dizer-se que as Partes do Protocolo tinham oficialmente consagrado um primeiro compromisso concreto dos países industrializados para a prossecução do objectivo internacional de luta contra as alterações climáticas, para além do primeiro período de referência (2008-2012).

Em Novembro de 2006 teve lugar em Nairobi a Segunda Conferência das Partes do Protocolo de Kyoto (COP/MOP-2), simultaneamente com a COP-12 das Partes da Convenção Quadro. As expectativas eram muitas, sobretudo com vista à definição de uma *policy* para o pós-2012 e em relação à anunciada revisão do Protocolo no sentido do artigo 9 do Protocolo. Ambos os objectivos foram em boa parte desrespeitados, em virtude da contraposição persistente entre a União Europeia, por um lado, e a China, a Índia e os EUA por outro: a primeira favorável a um revisão do texto do Protocolo que previsse novas e mais restritivas obrigações, as segundas contrárias à fixação de objectivos vinculantes para os países em vias de desenvolvimento.

Não decorreram resultados muito mais incisivos da Conferência das Partes de Bali (COP13/COP-MOP-3), realizada em Dezembro de 2007. De tal Conferência resultou o chamado “*Bali road map*” (*Bali Action Plan*), um documento no qual a Conferência das Partes declara a sua vontade de tornar possível uma execução da Convenção plena, efectiva e ininterrupta através de uma acção a longo prazo, que se estende para depois de 2012. Provavelmente a novidade de maior relevo para a efectiva realização de tal objectivo foi a previsão de um novo *Working Group ad hoc* para a revisão do sistema de regras em matéria de alterações climáticas (*Ad Hoc Working Group on Long-Term Cooperative Action under the Convention*), que deverá completar os seus trabalhos em 2009 e apresentar os resultados à Conferência das Partes para a sua possível adopção por ocasião da COP15/COP-MOP 5.

7. A política europeia em matéria de luta contra as alterações climáticas

Complementarmente a esta breve resenha, é oportuno fazer uma abordagem às políticas adoptadas a nível europeu para contribuir para a luta contra as alterações climáticas, em cumprimento das obrigações internacionais decorrentes da Convenção Quadro e do Protocolo de Kyoto.

A Comunidade Europeia ratificou a Convenção Quadro em 1993 e o Protocolo de Kyoto em 2002. Todavia, logo no decurso dos anos '90, a CE tinha desenvolvido o embrião de uma política climática europeia, articulada através de diversas iniciativas programáticas e propostas normativas nos sectores ambiental e energético, relevantes para a execução das obrigações internacionais em matéria de alterações climáticas. Em 2000, foi adoptado o Primeiro Programa Europeu sobre Alterações Climáticas, com o objectivo de identificar com maior precisão a melhor estratégia europeia para a execução das obrigações internacionais e o desenvolvimento de uma autoridade política europeia sobre o tema²³. Com tal propósito, a acção comunitária concentrou-se principalmente nos seguintes sectores: 1) mecanismos de flexibilidade; 2) produção e consumo de energia; 3) transportes; 4) indústria; 5) investigação científica e tecnológica.

Entre 2003 e 2004, a CE adoptou dois importantes instrumentos legislativos dedicados à luta contra as alterações climáticas, a saber a Directiva 2003/87/CE e a Directiva 2004/101/CE. Particularmente a Directiva 2003/87 foi adoptada após um estranhamente breve processo de decisão. A recusa americana de ratificação do Protocolo, com efeito, tinha, de certo modo, forçado a Comunidade Europeia a acelerar os tempos da sua agenda para demonstrar que estava viva a vontade de manter o seu empenhamento na implementação do Protocolo de Kyoto.

A Directiva 2003/87 introduziu um sistema europeu para o comércio de quotas de emissões (*European Emissions Trading Scheme* - EU ETS), que prescreveu, a partir de 1 de Janeiro de 2005, a cargo das instalações industriais pertencentes às categorias previstas na directiva, a obrigação de obter uma especial autorização para a emissão de gases com efeito de estufa na atmosfera, de monitorizar as suas emissões segundo as disposições da Autoridade Nacional Competente e de restituir anualmente a esta Autoridade um número de quotas de emissão de CO₂ igual às emissões de CO₂ efectivamente emitidas para a atmosfera²⁴. Nota-se que, apesar das excepções previstas nos artigos 27 e 29²⁵, fala-se de obrigações e de um regime imperativo. Estas medidas resultaram das pressões da Comissão e das ONGs, inclinadas para a previsão de um instrumento vinculante, mais fortes do que as do grupo dos industriais, mais favoráveis, por sua vez, à criação de um regime voluntário, pelo menos no período limitado pre-Kyoto (2005-2007).

A Directiva foi projectada para continuar a produzir efeitos mesmo depois de 2012, com base em planos quinquenais a partir de 2008, durante os quais os Estados Membros devem apresentar um plano nacional de alocação. Mas o modelo europeu de *Emission Trading* está destinado a sofrer importantes modificações, recentemente indicadas pela Comissão Europeia na proposta de Directiva que visa modificar o actual sistema comunitário de comércio de quotas de emissão, com o objectivo de alargar o seu âmbito de aplicação e de torná-lo mais incisivo no processo de redução das emissões²⁶.

²³ COM (2000) 88 final, Comunicação da Comissão ao Conselho e ao Parlamento Europeu sobre políticas e medidas da União Europeia para reduzir as emissões de gases com efeito de estufa: rumo a um programa europeu para as alterações climáticas (ECCP).

²⁴ Ver a Directiva 2003/87/CE in JOUE L275/32 de 25 de Outubro de 2003.

²⁵ Em tais artigos está prevista a possibilidade de os Estados Membros solicitarem autorização à Comissão para emissões globais ou exclusões temporárias para algumas instalações, extraordinariamente relativamente ao regime normal.

Se, até à data, com efeito, os Governos nacionais, sob a supervisão da Comissão Europeia, fixavam tectos máximos de emissões (*ditas cap*) para cada empresa e simultaneamente concediam, gratuitamente, uma quantidade equivalente de “créditos”, até 2009 transitoriamente e até 2013 de forma definitiva, chegar-se-á a um sistema de leilão nacional anual, que preverá, normalmente, a venda no mercado das licenças de emissão. Tornando assim as emissões atmosféricas economicamente mais onerosas, espera-se incentivar os comportamentos correctos das empresas viradas para a investigação de novas tecnologias limpas.

A Directiva 2004/101/CE, comumente chamada “Directiva Linking”, tem como objectivo, através dos seus quatro artigos, o primeiro dos quais de modificação da Directiva 2003/87/CE, ligar e harmonizar as disposições da directiva com os outros dois mecanismos de flexibilidade previstos no Protocolo de Kyoto, ou seja a JI e o CDM. O escopo principal de tal directiva é garantir às empresas europeias sujeitas às obrigações previstas no mecanismo de comércio de quotas de emissão da directiva 2003/87/CE (EU ETS), a possibilidade de utilizar os créditos ou as quotas de redução das emissões geradas com base em projectos de JI e CDM desenvolvidos em outros países fora da União Europeia para cumprir as suas próprias obrigações²⁷. Ao mesmo tempo a Directiva 2004/101/CE tende também a promover a partilha e/ou a transferência de tecnologia, contribuindo assim para o desenvolvimento sustentável dos países beneficiários²⁸.

Em 2005, foi finalmente lançado o Segundo Programa Europeu sobre as Alterações Climáticas, redigido com base na experiência do Primeiro Programa, com vista a tornar mais eficaz e incisiva a acção comunitária de luta contra as alterações climáticas²⁹. Pelo contrário, nada foi (por enquanto) disposto a nível comunitário, relativamente a uma eventual taxa sobre as emissões de gases com efeito de estufa³⁰. Embora tal proposta reconhecesse que a imposição de uma taxa sobre emissões de CO₂ aceleraria e daria vigor ao desenvolvimento de energias alternativas, não reuniu, até agora, o necessário consenso no âmbito comunitário, embora já esteja presente nos ordenamentos nacionais de alguns Estados Membros.

Por fim, em Janeiro de 2008, no âmbito do chamado “pacote energia” para a luta contra as alterações climáticas, a Comissão Europeia lançou oficialmente a proposta de um novo plano europeu para a luta contra as alterações climáticas, referido como “20 20 by 2020”, com base no qual vêm identificados três objectivos a alcançar até 2020 por todos os 27 Estados Membros: a redução de 20% das emissões de gases com efeito de estufa relativamente aos níveis de 1990, o aumento em 20% da quota de energia produzida através de fontes renováveis e o aumento da eficiência energética em 20%³¹.

Massimiliano Montini

Professore Associato (Facoltà di Giurisprudenza, Facoltà di Economia),
Università degli Studi di Siena

²⁶ COM(2008) 16, Proposta de Directiva do Parlamento Europeu e Do Conselho que modifica a directiva 2003/87/CE com o fim de aperfeiçoar e alargar o sistema comunitário de comércio de licenças de emissões de gases com efeito de estufa.

²⁷ Ver a Directiva 2004/101/CE, in JOUE L338/18 de 13 de Novembro de 2004.

²⁸ Além das dias directivas citadas, no âmbito comunitário foram adoptadas ainda numerosas outras medidas tendentes à luta contra as alterações climáticas. Recordamos, por exemplo, a Directiva 2005/32/CE relativa à criação de um quadro para definir os requisitos de concepção ecológica dos produtos que consomem energia e a Decisão 280/2004/EC que, transpondo algumas previsões do Acordo de Marrakech para a legislação comunitária, cria um mecanismo de monitorização das emissões de gases com efeito de estufa na Comunidade para a execução do Protocolo de Kyoto.

²⁹ COM(2005) 35 final, Comunicação da Comissão ao Conselho, ao Parlamento Europeu, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões: vencer a batalha contra as alterações climáticas.

³⁰ L. KRAMER, Good governance for climate change: Reflections and perspectives, in M. PEETERS e K. DEKETELAERE, EU Climate Change Policy, The Challenge of New Regulatory Initiatives, Edward Elgar, UK-USA, 2006.

³¹ Comunicação COM (2008) 30 de 23 de Janeiro de 2008.



Some reflections on the EU mix of instruments on climate change

Resumo

O artigo proporciona uma visão geral do que tem sido feito, ao nível das instituições europeias, para prevenir os gases com efeito de estufa, no âmbito das várias políticas europeias com relevância energética. Deste modo, descrevem-se desde medidas incitativas (como o regime fiscal dos produtos energéticos, medidas de apoio financeiro, medidas de incentivo das energias alternativas, de promoção da eficiência energética dos edifícios e de co-geração), até instrumentos jurídicos mais flexíveis (como a rotulagem energética e os acordos voluntários com a indústria automóvel para limitação do CO₂ dos veículos). No âmbito do Protocolo de Kyoto, são explicados o mecanismo de "burden sharing" e o comércio de licenças de emissões. Na segunda parte segue-se uma análise rigorosa dos reais resultados alcançados em função dos compromimentos políticos conseguidos. A ausência de um programa de luta contra as alterações climáticas e as limitações impostas pelas condições de funcionamento da União, muito dependente da acção dos Estados-membros, fazem com que as conclusões não sejam demasiado animadoras. A partir de numa síntese das metas acordadas ao nível comunitário e das medidas aprovadas em matéria energética, desenha-se o que será, de 2008 em diante, o futuro da política comunitária. Uma visão realista no plano técnico, económico e político, conduz-nos a antever sérias dificuldades no cumprimento das metas definidas, a menos que medidas urgentes sejam adoptadas.

I. The present status

1. Introduction: the EU as a global actor on climate change policy

Climate change has become, during the last two or three years, the most important global environmental subject. The main reason for this sudden increased interest was the so-called Stern-Report which was mandated by the United Kingdom government and which showed that in economic terms, the omission to fight against climate change would be much more expensive than measures taken to stop the rise of temperature on earth at two degrees above pre-industrial level. Now, climate change is a topic in discussions of the United Nations, in bilateral or multilateral meetings of heads of States and governments and slowly becomes a subject also of developing countries' policies.

The European Union came into the driving seat of the global discussions on climate change almost by chance. Having played a major role in the international discussions since the late 1980s, the EU had gone into the negotiations of the Kyoto Protocol with a relatively clear political mandate: reach a reduction of greenhouse gas (GHG) emissions by industrialised countries by 15 percent by 2010 (compared to 1990)¹. The Kyoto Protocol fixed a much less ambitious target of a reduction by 5,2 percent by 2012. Even this result proved unacceptable to the United States which signed the Protocol but then, with Mr. Bush becoming President, withdrew their signature. This would have meant the political death of the Kyoto Protocol, had not the European Union taken up the challenge and started a political initiative to ensure the entry into force of the Protocol. This initiative which was finally successful, had as a consequence that the EU also took major initiatives in order

¹ For a history of the international and EU discussions on climate change prior to the conclusion of the Kyoto Protocol see M.Pallemaerts and R.Williams: Climate change: the international and European policy framework, in M.Peeters – K.Deketelaere(eds): EU Climate Change Policy, Cheltenham: Edward Elgar 2006, p.22-50.



to prepare and negotiate an international agreement for GHG emission reductions after 2012, when the Kyoto Protocol will expire. The Bali meeting of Contracting Parties to the Climate Change Convention in December 2007 gave some perspectives of reaching such an international agreement in 2009.

In view of this international role of the EU, it might be interesting to look at the different instruments which the EU has at its disposal or has already used in order to reach the political targets which itself had fixed or which it had accepted under international agreements. This contribution will therefore try to describe the constitutional basis of EU measures, furthermore present the different measures which were taken and which are envisaged, and conclude with some general considerations on the different instruments. It will not try to address the global aspects of EU's climate change policy.

2. The EU Treaty and climate change

The EU and the EC Treaty do not mention climate change. When they were drafted and last amended in substance (1997), climate change issues had not yet taken such a high rank in the political agenda of the Member States to be inserted as a separate field of EU policy. What is understood as "climate change" is the increase of temperature on earth². This is caused mainly by the emissions of so-called greenhouse gases³. The Kyoto Protocol regulated the greenhouse gases carbon dioxide (CO₂), methane (CH₄), nitrous oxide (N₂O), hydrofluorocarbon (HFC) perfluorocarbons (PFC) and sulphur hexafluoride (SF₆), but there is agreement that also other substances such as CFCs and other ozone-depleting substances, constitute greenhouse gases. The emission of greenhouse gases mainly occurs during the burning of fossil fuels, but is not the only source; for example, the digestion of cows and sheep generates methane, a greenhouse gas.

It is thus obvious that the reduction of greenhouse gas emissions does not only concern the burning of fossil fuels, but also other economic and non-economic activities. In legal terms, climate questions belong to the more general sector of environmental policy, while most EU policies – energy, transport, agriculture, industry, fisheries, competition, development and trade – set a cause for greenhouse gas emissions. Thus, climate change issues cannot be attributed to a specific sector of EU policy.

The constitutional matter is further complicated by the fact that the EC may only be active in those areas which are expressly attributed to it by the EU Treaties (Article 5 EC Treaty) and that energy policy does not belong to these areas: Article 3 EC Treaty only allows individual "measures" to be taken in the area of energy policy, but does not allow to develop and put into practice a coherent and consistent energy policy. This general attribution of competences also has an influence on the measures to develop an EU policy which combats climate change.

Measures to reduce greenhouse gas emissions may, according to the specific subject matter, be based on Article 37 (agricultural policy), 71 or 80 (transport policy), 93 or 175 (2) (taxation and eco-taxes), 95 (internal trade), 133 (external trade) or 175 (environment). As the EU institution try to avoid to recur to Article 308 EC Treaty as the legal basis for a specific measure, the environmental provision of Article 175 EC Treaty has, during the last decade, gained more and more importance for energy-related measures that aimed at reacting to climate change issues.

² See the definition of climate change in Article 1(2) of the UN Framework Convention on Climate Change of 9 May 1992: "Climate change means a change of climate which is attributed directly or indirectly to human activity that alters the composition of the global atmosphere and which is in addition to natural climate variability observed over comparable time periods".

³ The Convention on Climate Change defines greenhouse gases as „gaseous constituents of the atmosphere, both natural and anthropogenic, that absorb and re-emit infrared radiation" (Article 1(5))

Measures which concern taxes (Article 93) or eco-taxes (Article 175(2)) or which significantly affect the choice of a Member State between different energy sources and the general structure of its energy supply (Article 175(2)) have to be adopted by the Council, acting unanimously. This means that any Member State could veto any such decision.

The Euratom Treaty aims at the promotion of non military nuclear energy. It was not changed in substance since its adoption in 1957. The environment or the climate are not mentioned in this treaty and also Article 6 EC Treaty which asks for the integration of environmental requirements into other EU policies, does not apply to the Euratom Treaty. Therefore, nuclear measures remain largely out of considerations to combat climate change.

3. Climate change policy: not yet an integrated policy

Overall, this sketchy look at the legal basis of a European Union policy demonstrates the legal problems to elaborate and put into practice a European Union climate change policy. To this must be added the vertical structure of EU policy-making: environmental measures at EU level are normally elaborated by the environmental department of the European Commission which consults mainly with the environmental administrations in Member States, and then formally adopted as Commission proposal. The discussion in the Council takes place in a working group where representatives of Member States and the Commission discuss the proposal. The final adoption is made by the Environment Council, where the environmental ministers of the 27 Member States meet. Likewise, a proposal in the transport sector is elaborated by the Commission's transport department, discussed in a transport working group of the Council and adopted by the Council of transport ministers. The same structure exists for the other policies. Of course, neither at the stage of elaboration of a text within the Commission nor at the level of the Council or, indeed, within the European Parliament, are the other interested departments excluded from participating in the discussions. However, the file-leading structure has a very considerable influence on the shaping, structure and final form of a EU legal text.

Theoretically, there could be more horizontal integration at all levels, in order to ensure that a measure on climate change indeed takes into consideration all affected interests; Article 6 EC Treaty even requires such integration. However, attempts to better structure such a horizontal integration, failed in the past, in particular in the area of environmental policy. The reasons are probably most of all linked to power issues of the different administrations at all levels. Each administration tries to pursue its own objectives, priorities and legislative action and there are rather limited signs that this attitude is changing with regard to the challenge of climate change.

4. EU measures to combat climate change

Article 249 EC Treaty provides that the EU, in order to reach the political objectives which are laid down in the EU Treaty or which, by concretising these objectives, it determines itself, may (only) use the binding and non-binding instruments mentioned in that provision.

4.1. The ban of greenhouse gases

Until now, there is no general ban of greenhouse gases. Regulation 842/2006⁴ requests companies to use all measures which are technically feasible and do not entail disproportionate costs in order to reduce the use of SF₆, HFC and PFC. Certain uses are prohibited. Directive 2006/40⁵ limits the use of HFC with a global warming potential⁶ of more than 150 for air-conditioning in cars. Both measures will yet have to become operational.

⁴ Regulation 842/2006 on certain fluorinated gases (2006) OJ L 161 p.1.

⁵ Directive 2006/40 relating to emissions from air-conditioning systems in motor vehicles (2006) OJ L 161 p.12

⁶ The Global Warming Potential (GWP) of greenhouse gases is calculated on the basis of CO₂ (= 1), the most spread greenhouse gas. For example, the GWP of SF₆ is 22.200.



Directive 1999/31 on landfills⁷ provides that the quantity of biodegradable municipal waste be progressively – by 65 percent until 2015 – reduced, in order to prevent the generation of methane gases in landfills.

Apart from that, there are, until now, no specific provisions on the reduction of greenhouse gases.

4.2. Taxation

In 1992, the Commission made a proposal for the adoption of a directive on a combined CO²-energy tax⁸ which was to be fixed at 10 dollars per barrel. The proposal was based on Articles 93 and 175 EC Treaty. It indicated that it would only become applicable within the EU, if other OECD countries also introduced a similar tax or took equivalent measures. This condemned the proposal, as neither the United States nor Japan ever considered to introduce an energy tax. As some Member States opposed any tax measure to be taken at EU level, the proposal was never adopted and has become obsolete by now. Several Member States introduced such a tax at national level, but saw limits to such measures, as tax increases would bring competitive disadvantage to their businesses. Though there is, in principle, a relatively large consensus on the idea that greenhouse gas taxes would make energy products more expensive and thus reduce their generation, no concrete proposal exist for EC-wide taxes.

In 2003, the EU adopted Directive 2003/96⁹ on the introduction of minimum tax rates on all energy products, including coal, natural gas and electricity, as well as motor and heating fuels. National tax minimum rates are being harmonised in a six year period. Energy-intensive industries and agricultural, horticultural and forestry sectors may be exempted from the tax requirements, if they enter into national environmental agreements, participate in emission trading schemes or otherwise contribute to reduce energy consumption. Member States were allowed to introduce reduced tax rates for bio-fuels and electricity from alternative energies. Numerous exceptions and derogations allow Member States to safeguard specific interests.

4.3. Alternative energies

In 2001, the Council adopted a directive on the promotion of electricity from renewable sources of energy which was based on Article 175(1) EC Treaty¹⁰. The Directive provides that Member States encourage greater consumption of energy from renewable energy sources and fix, for that purpose, national non binding targets. The objective is to “reach a global indicative target of 12 percent of gross national energy consumption by 2010” and in particular a “22.1 per cent indicative share of electricity produced from renewable energy sources in total Community energy consumption by 2010” (Article 3(4)).

Directive 2003/30 promotes the use of bio-fuels in transport¹¹ and fixes indicative – non binding – targets for total sales of such fuels by December 2005 (2 percent) and 2010 (5.75 percent).

4.4. Energy efficiency

Already in 1993, the EU adopted Directive 93/76 on energy conservation and use¹². The Directive requested Member States to draw up and implement programmes for the energy efficiency of buildings, the billing of heating, air-conditioning and hot water costs

⁷ Directive 1999/31 on landfills (1999) OJ L 182 p.1.

⁸ (1992) OJ C 314 p.1.

⁹ Directive 2003/96 restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity (2003) OJ L 283 p.51.

¹⁰ Directive 2001/77 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market (2001) OJ L 283 p.33.

¹¹ Directive 2003/30 on the promotion of the use of bio-fuels or other renewable fuels (2003) OJ L 123 p.42.

¹² Directive 93/76 to limit carbon dioxide emissions by improving energy efficiency (SAVE)(1993) OJ L 237 p.28.

on the basis of annual consumption, thermal inspection of boilers and energy audits of undertakings with high energy consumption. Details for these programmes were left to the Member States.

In 2006, this Directive was repealed by Directive 2006/32 which will become operational in 2008¹³. The new Directive fixing an indicative target for energy saving of 9 percent by 2015 and sets institutional, financial and legal framework provisions to make the end use of energy more economic and efficient.

A Directive of 2001, based on Article 175(1) EC Treaty, tries to improve the energy efficiency of buildings¹⁴. Member States must introduce a methodology of calculating the energy performance of buildings, according to certain Community criteria. They then shall set binding minimum energy performance requirements for new buildings. Existing buildings with a used floor area of over 1000 m² must upgrade their energy performance, should they undergo major renovation and this is technically, functionally and economically feasible. Where a building is constructed, sold or rented out, an energy certificate must be made available. Regular inspections are foreseen for fuel-heated boilers, some heating installations and air-conditioning systems.

Directive 2004/8 promotes the cogeneration which is a technology that allows the production of heat and electricity in one single process¹⁵. Member States are obliged to set up a framework for allowing cogeneration installations to be built, but are not obliged to build such installations.

In 2005, the Council and the European Parliament adopted a framework directive on the eco-design of energy using products¹⁶. This Directive sets the frame for future measures to impose a design that increases energy efficiency; examples are the stand-by function of electronic equipment or the efficiency of electrical light bulbs. Cars and other transport vehicles are excluded. Until now, no concrete measures have been adopted within this framework.

A number of directive provides for the energy labelling of household appliances, hoping that an indication of their energy consumption will incite the purchaser to buy appliances with less energy consumption¹⁷. The same objective was the base for an agreement between the United States and the European Union which provides for an energy consumption labelling system for office equipment¹⁸; participation in this system, however, is voluntary.

4.5. Voluntary agreements

In 2003, the Commission had announced a proposal for a directive to limit the CO² emissions from cars. Intensive lobbying from the car industry led to negotiations between the Commission, the oil and the car industry. In 1998, the EU and US car industry made a commitment to limit the CO² emissions for new cars, brought on the EU market as of 1 January 2008, to 140g CO² emissions per km¹⁹. The Commission made a corresponding recommendation. Korean and Japanese car manufacturers made the same commitment in 1999²⁰. In 2006, it became obvious that the car industry would not honour its commitments. End 2007, the Commission made a proposal for a regulation to limit CO² emissions to 130g per km as of 2012²¹. This figure constituted the average of emissions for a manufacturer's

¹³ Directive 2006/32 on energy end-use efficiency and energy services (2006) OJ L 114 p.64.

¹⁴ Directive 2002/91 on the energy performance of buildings (2003) OJ L 1 p.65

¹⁵ Directive 2004/8 on the promotion of cogeneration (2004) OJ L 52 p.50.

¹⁶ Directive 2005/32 establishing a framework for the setting of eco-design requirements for energy-using products (2005) OJ L 191 p.29.

¹⁷ Directive 92/75 on the conservation of energy and other resources by household appliances (1992) OJ L 297 p.6. this Directive was completed by a number of specific directives for the different household appliances.

¹⁸ See Decision 2006/1005 (2006) OJ L 381p.24.

¹⁹ Commission, Recommendation 1999/125 on the reduction of CO² emissions from passenger cars (1999) OJ L 40 p.49.

²⁰ Recommendations 2000/303 (2000) OJ L 100 p.55; 2000/304 (2000) OJ L 100 p.57.

²¹ Commission, COM(2007) 856 of 19 December 2007



car fleet. Where a car exceeded the limit, it is to pay an “excess emissions penalty” as of 2013. the proposal is at present being discussed by the EC institutions.

The reduction of stand-by energy losses was the subject of an agreement between television and video cassette recorders under Article 81 EC Treaty which the Commission approved²².

Directive 2005/32²³ provides that voluntary agreements with economic operators shall first be looked at, before legislative solution to improve the eco-design of products are considered. It must be presumed that in a number of Member States, agreements between public authorities and economic operators are made, in order to reach the different non binding targets which are being set by the EU.

4.6 Burden sharing

Under the Kyoto Protocol, the EU had accepted to reduce its CO² emissions until 2012 by eight percent compared to 1990. All of the then 15 EU Member States had individually also accepted such a restriction. In view of the different economic situation among the EU Member States, the Council agreed politically – without a corresponding proposal from the Commission – to share the burden imposed by the Kyoto Protocol. Each Member State obtained a target to be reached by 2012 which partly allowed to increase CO² emissions, partly imposed reductions. The agreement was made legally binding in 2002²⁴.

As the EU has not yet undergone any further international commitment to limit its CO² emissions, no further burden sharing decisions has been taken as yet.

4.7 Emission trading

The Kyoto Protocol came into force in early 2005. It provides for a global system for emission trading by 2008. In view of the ongoing political discussions on climate change and in particular the negative attitude of the United States with regard to binding commitments on GHG emission reductions, such a global system is not likely to be adopted under the Kyoto Protocol.

Following the Kyoto Protocol, the EU introduced an EU system for emission trading which allows the trading of GHG emission rights within the EU²⁵. The system covers some 45 per cent of all GHG emissions. It does not extend to transport and private households. End of 2007, the environment Council, against strong opposition from the United States and the International Civil Aviation Organisation, reached a political agreement to include air planes which land and take off within the EU, into the system. This agreement will still have to be formalised.

The Directive does not reduce CO² emissions per se, but allows investments to be shifted to places, where this is economically the most reasonable. Installations which participate, are not obliged to respect the best available techniques with regard to their CO² emissions. It is too early to definitely assess, whether the scheme really leads to a quicker reduction of GHG emissions.

4.8. Financial support

An EU Decision of 2006²⁶ which is the follow up of earlier programmes on energy saving (SAVE), alternative energies (ALTENER) and on energy in transport (STEER), provides for

²² Commission (1998) OJ C 12 p.2 and COM(1999) 120 of 15 March 1999.

²³ Directive 2005/32 (note 16, above)

²⁴ Decision 2002/358 concerning the approval, on behalf of the European Community, of the Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change and the joint fulfilment of commitments thereunder (2002) OJ L 130 p.1. The obligations were fixed as follows (1990 = 100): Belgium 92,5; Denmark 79; Germany 79; Greece 125; Spain 115; France 100; Ireland 113; Italy 93,5; Luxembourg 72; Netherlands 94; Austria 87; Portugal 127; Finland 100; Sweden 104; United Kingdom 87,5.

²⁵ Directive 2003/87 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community (2003) OJ L 275 p.32; amended by Directive 2004/101 (2004) OJ L 338 p.18.

²⁶ Decision 1639/2006 on a competitive and innovation framework programme (2006) OJ L 310 p.25.

the creation of a specific programme “Intelligent Energy-Europe”. For the period 2007 till 2013, a tentative sum of 720 million € – this corresponds to some 103 million € per year which are to be distributed among 27 Member States – is earmarked, in order to promote measures on energy efficiency, renewable energy sources in all sectors, including transport, and energy diversification.

There is no EU Fund for energy measures. Under the Structural Funds²⁷, Member State are invited to use the funds which are transferred to them, also for measures to combat climate change. The amount of money which a Member State uses for these purposes, is left at the discretion of Member States.

The Community guidelines for State aid for environmental purposes²⁸ do not address State aid measures on greenhouse gas emissions which they considered, in 2001, as premature. This means that it was left at the discretion of each Member State to grant or not to grant State aid for measures to reduce GHG emissions.

4.9. Monitoring measures

Since 1993, the EU monitors greenhouse gas emissions²⁹. At present, a Decision of 2004 applies³⁰. The last available report of 2007, for greenhouse gas emissions in 2005, indicated that the EU CO₂ emissions – for the 15 EU Member States which had undergone the Kyoto commitment - had diminished, with regard to 1990, by two percent³¹, and that there is thus quite a way to make in order to reach the eight percent reduction with regard to the Kyoto commitment. The precise way of calculating GHG emissions and the exact reductions, raises some questions.

4.10 Other measures

The main other measures which are to be mentioned, are the different legislative acts, action programmes and other documents which give targets for the reduction of greenhouse gases, the percentage of renewable energies, of bio-fuels and other objectives. The most important objectives are the following:

(1) keep the global temperature increase within 2 degrees over pre-industrialised levels (Decision 1600/ 2002 – 6th Environment Action Programme)

(2) Reduce EU greenhouse gas emissions by 20 percent until 2020 (European Council, March 2007)

(3) Reduce EU greenhouse gas emissions by 30 percent until 2020, provided other States in a comparable situation (United States, China, India) take equivalent commitments (European Council, March 2007)

(4) Ensure increase of energy efficiency by 20 percent by 2020 (European Council, March 2007)

(5) Renewables take a share of 12 percent of total energy consumption by 2010 (Decision 1600/2002);

(6) Renewables take a share of 20 percent of total energy consumption by 2020 (Council, 15 February 2007)

(7) Bio-fuels in transport take 10 percent of all fuel consumption

(8) Energy saving reaches 9 percent by 2017 (Directive 2006/32)

²⁷ Regulation 1080/2006 on the Regional Development Fund (2006) OC L 210 p.1; Regulation 1081/2006 on the Social Fund (2006) OJ L 210 p.12; Regulation 1082/2006 on the European grouping of territorial cooperation (2006) OJ L 210 p.19; Regulation 1083/2006 concerning general provisions for the structural funds (2006) OJ L 210 p.25; Regulation 1084/2006 (2006) OJ L 210 p.79.

²⁸ Commission, Guidelines for State aid for environmental purposes (2001) OJ C 37 p.3, no.71.

²⁹ Decision 93/389 (1993) OJ L 167 p.31; replaced by Decision 1999/296 (1999) OJ L 117 p.35.

³⁰ Decision 280/2004 concerning a mechanism for monitoring Community greenhouse gas emissions and for implementation of the Kyoto Protocol (2004) OJ L 49 p.1.

³¹ Commission, Progress Report for 2004, COM(2006) 658 of 27 October 2006; Progress Report for 2005, COM(2007) 757 of 27 November 2007.



All these targets are declared to be indicative or not binding targets; though it is intended to make the target for bio-fuels mandatory.

Furthermore, at the end of 2007, the EU discussed the following measures which are directly influenced by the concerns of climate change:

- a directive on carbon dioxide capture and geological storage;
- guiding principles for demonstration plants on carbon capture;
- the review of Directive 2004/8 on cogeneration;
- possibilities to finance low carbon technologies;
- a framework directive on renewable sources of energy;
- a report on initiatives to financially support renewable sources of energy;
- restructuring Directive 2003/96 on the taxation of energy products;
- an assessment report on climate change by the European Parliament;
- a legislative proposal to reduce NOx emissions from airplanes;
- measures to promote clean road transport vehicles;
- a review Directive 2003/87 on emission trading of GHG;
- a regulation on emissions of heavy-duty vehicles and engines (Euro VI);
- a directive on labelling and product information on energy consumption;
- the review Directive 2002/91 on the energy performance of buildings;
- a directive on hydrogen powered vehicles;
- the setting up a Global Energy Efficiency and Renewable Energy Fund;
- a regulation to promote fuel cells and hydrogen joint undertakings;
- the review legislation on fuel quality;
- the establishment of targets for green public procurement;
- the review of Directive 89/106 on construction material;
- provisions under Directive 2005/32 on boilers, street lighting, water heaters, battery chargers, office lighting, domestic lighting, televisions, stand-by and off-mode losses, computers and monitors.

This list might not even be complete, as pre-drafts, reflection papers and other documents are not necessarily published by the Commission or its services.

II. Reflections

5. Constitution and climate change instruments

Within the less than twenty years that have passed since the EU tackled for the first time climate change issues, this short presentation of measures taken – without including most of the proposals that have been made or are being prepared –, demonstrates that climate change has become an important topic of EU policy. It is certainly true that climate-change related measures are also initiated, adopted, put into practice or otherwise brought into the discussion on climate change also at national level. However, if one looks at the 27 Member States and their initiatives, at the close inter-dependency of any measure with product-related and trade-related issues, at the necessity to maintain a level playing field within the European Union and at the political necessity to speak with one voice in international meetings, the conclusion imposes itself that climate change is no longer a matter for EU Member States' national policy.

This result has been achieved through policy measures, not through a change in the provisions of the EU Treaty. It was the political will to fight climate change which was the determining factor for cooperating at EU level, not any legal competence. In fact, the constitutional provisions for adopting an EU climate change policy are poor:

(a) on energy policy, the EC Treaty only allows the taking of measures, but does not provide for the elaboration and implementation of an energy policy. The Euratom Treaty is even more restrictive.

(b) No specific mention of climate change issues exists in the EC Treaty;

(c) In the area of taxation, unanimous decisions of the Council are required. And several Member States do not consider it appropriate to introduce EU-wide taxes. This very seriously hampers the setting of incentives or disincentives for adopting an attitude which is climate-friendly.

While it is thus fair to consider climate change policy an EU policy, one should not believe, that this political change has not been influenced by the present EU constitutional provisions. EU solutions, for example on taxes³², on financial support or on point sources for the emission of GHG, are often enough delayed or even completely blocked. And the number of measures taken or discussed hides the fact that there is, until now, not a single EC legislative measure which imposes on Member States to reduce their CO² emissions by eight percent till 2012, compared to 1990³³. There is not either any obligation for economic sectors – aviation, cars, power plants or others – to reduce their CO² emissions by eight percent.

Perhaps, such a strict provision on reduction percentages would not have been acceptable to the Council, and it is not argued here, that such an approach would have been a reasonable, realistic approach. The examples are just quoted to show, how the constitutional poverty of the EU Treaty influences or may influence concrete legislative measures.

6. The role of administrations

Driving force for shaping the contours of a whole which one might call “climate change policy”, were the environmental administrations of the Member States and the European Commission. Other departments from these administrations, in particular energy and transport, were rather passive, remained and largely still remain in traditional concepts of their respective policies and often enough considered as an objective of their policy to safeguard the vested interests of their sector. For the European level, this separation of administrations becomes obvious, when one looks at statements made under the leadership of the European Commission’s environmental department³⁴ on the one hand and the transport³⁵ or energy department³⁶ on the other hand. Apart from some general statements, the measures which the environmental department raises, are hardly taken up by the other departments – and vice versa.

The European Parliament supported measures and often even asked for stricter measures. However, the Parliament was mainly re-active, in commenting on proposals made or resolutions adopted, rather than driving itself the policy-makers into specific climate change measures. It is significant that the first own-initiative report on climate change by the European Parliament is expected for May 2008³⁷.

³² See for example Commission, proposal for a directive to restructure the tax bases of the annual circulation and registration taxes in order to make passenger car taxation more CO²-efficient, COM(2005) 261 of 5 July 2005.

³³ Decision 2002/358 (note 24, above) obliges Member State to respect that Decision, not the commitment of the Kyoto Protocol.

³⁴ See as examples Decision 1600/2002 laying down the Sixth Community Environment Action Programme (2006) OJ L 242 p.1, Article 5(2) and Commission, Adapting to climate change in Europe – options for EU action, COM(2007) 354 of 29 June 2006.

³⁵ See for example Commission, White Paper – European transport policy for 2010: time to decide, COM(2001) 370 of 31 July 2001; Commission: Keep Europe moving. Sustainable mobility for our continent, COM(2006) 314 of 22 June 2006.

³⁶ See for example Commission, Energy efficiency action plan, COM(2006) 545 of 19 October 2006; Commission, An energy policy for Europe, COM(2007) 1 of 10 January 2007; Council conclusions of 15 February 2007, document 6271/07 (Presse 24).

³⁷ The European Parliament adopted a considerable amount of Resolutions on climate change issues, see last Resolutions of 16 November 2005 (2006) OJ C 280E p.120; 18 January 2001 (2006) OJ C287E, p.182; 4 July 2006 (2006) OJ C 303E p.119.

7. The lack of a climate change programme

Therefore it comes as no surprise to find that, despite all policy statements and legal measures, the European Union does not have a programme to fight climate change, programme being understood, with the Court of Justice, as an organised and co-ordinated system of objectives which contains a time-table and which is reviewed at regular intervals. There are only political commitments as regards climate change, in particular now the objective to reach a 20 percent reduction of GHG emissions by 2020, and even of 30 percent, if other countries make equivalent commitments, though this commitment has not been followed, until now, by a legal or political burden sharing agreement. It is thus not clear, how this target is to be put into reality, and there seems to be no initiative whatsoever, to start discussions on this – politically extremely delicate – item of burden sharing.

It is illustrative, how the Commission's earlier action plans which related to climate change, were treated. The 2000 communication "Towards a European Climate Change Programme" contained a number of proposals for action³⁸. The corresponding Council Resolution only indicated that the Council considered the list of priorities of action and selected issues that had particular importance³⁹. The Commission was then invited to come forward with concrete proposals. The European Parliament stated – with regard to the Commission's communication, though this also applies to the Council Resolution – that it "contained more a list of wishes than a clear action plan with timetable"⁴⁰. In 2007, the scenario was not different. The Commission submitted an energy action plan⁴¹. The Council's conclusions⁴² did not approve the plan, but took note of it. In contrast, the Council agreed to the objective of reducing GHG emissions by 20 percent until 2020, but insisted that each Member State should fix itself, how it wanted to reach this result, whether through increased energy efficiency, alternative energies or otherwise.

Generally, it can be stated that the EU actions adopted in the past and considered for the future are not organised and co-ordinated. Rather, past measures seem to have been adopted as ad hoc measures, where possibilities for action existed. The solutions found were clearly influenced by the attempt to satisfy vested interests – agriculture, car industry etc – and not primarily guided by the attempt to fight climate change. This becomes even more obvious when one considers the planned action for the future: Decision 1600/2002⁴³ which contained a detailed catalogue of measures to be taken in the energy, transport and industry sector, was largely ignored and only taken up in some rather specific action. The Commission Green Paper of June 2007⁴⁴ rather poses questions than announcing a plan. While it is fair to assume that there will be more concrete plans for future action announced later⁴⁵, there is little prospect to see that documents elaborated under the leadership of the environmental department – even if they were followed by Council resolutions – will really be able to commit the other affected national and EU administrations to follow such planning, because of the above-mentioned vertical way of working by the administrations.

The EU objectives (targets) fixed are not binding. Overall, the EU very much relies that the Member States and the economic operators reach the objective which were fixed at

³⁸ Commission, COM (2000) 88 of 8 March 2000.

³⁹ Council, Resolution of 11 October 2000, Document 12240/00.

⁴⁰ European Parliament, Resolution of 26 October 2000 (2001) OJ C 197 p. 397 no.6; note that this Resolution was adopted later than the Council Resolution.

⁴¹ Commission, COM(2007) 1 (note 36, above), under section 3

⁴² Council (note 36, above)

⁴³ Decision 1600/2002 (note 34, above)

⁴⁴ Commission, COM(2007) 354 (note 34, above)

⁴⁵ See *ibidem* p.27: „The results of this public consultation will help shape the future work of the Commission in particular regarding the planned Commission Communication on adaptation and a further elaboration on other Community policies and the external policy action“.

Community level. This means in practice that Member States have a very considerable discretion how to proceed. There is little doubt that some Member States which pursue an active national policy to combat climate change and reduce the emission of greenhouse gases, will reach the targets that were fixed for 2012 (Kyoto Protocol plus Decision 2002/358 on burden sharing). For those EU Member States which do not follow such an active national climate change policy, the doubts whether they will reach the targets, are much bigger.

8. Enforcement procedure

In this context, it has to be noted that there is practically no enforcement procedure linked to climate change issues. Indeed, the EU installed a mechanism, under which Member States shall regularly report on their annual greenhouse gas emissions. However, nothing is done, where a Member State does not respect the contingent of GHG emissions which the Kyoto Protocol and Decision 2002/358 impose on it. Part of the problem is that the Kyoto reduction of GHG emissions by eight percent must only be reached in 2012; therefore, a Member State may argue that it will correct its emissions until 2012⁴⁶. As examples, Italy and Spain might be quoted. Italy had to reduce its GHG emissions, under Decision 2002/358, by 6,5 percent. Since 2002, it increased its emissions⁴⁷. Spain was allowed, under Decision 2002/358, to increase its emissions to 115 (1990 = 100). It increased these emissions to 129,6(2002), 126,3(2003), 148(2004) and 153 (2005)⁴⁸. Both Member States may argue that that they will correct their emissions and align them to the legal requirements by 2012. The EU does not dispose of any mechanism to call a Member State to order and ask it to take measures to reduce its emissions already in 2006, 2007 or 2008.

The enforcement procedure of Article 226 EC Treaty is an inappropriate mechanism. Indeed, procedures under this Article take, between the dispatch of the letter of formal notice and the judgment of the Court of Justice, on average 47 months in environmental matters⁴⁹. Such a length of procedure has almost no deterrent effect. And what would it help the environment, if for example the Court of Justice stated in 2014 that Italy or Spain had infringed their obligations under EC law, because their GHG emissions in 2012 exceeded the levels which were allowed under the joint provisions of the Kyoto Protocol and Decision 2002/358?

9. Policy consequences

Within the next years, the EU will therefore have to adopt measures which bind all Member States and reduce the flexibility which was pursued until now by the combination of non-binding targets and economic instruments. This means that for example, cars which exceed a certain amount of GHG emissions, do not pay just a small penalty – which is only a fraction of the price of the car –, but that an upper limit for GHG emissions per car is fixed; after all, this was exactly what all car manufacturers had committed themselves to in 1998/2000, at least for the European market. More generally, there might have to be measures which fix that cars shall not burn more than 3 litre of fossil fuels per 100 km or that their engine size is limited. It is not really understandable, why the EU adopts legislation on the eco-design of energy-using products, and exempts those products which use the most of energy – airplanes, ships, cars – from this Directive. Also, the numerous products which are being discussed under Directive 2005/32, need to undergo restrictions in their making,

⁴⁶ Decision 2002/358 (note 16, above) on burden sharing provided that Spain was entitled to increase its overall GHG emissions, compared to 1990, by 15 percent. According to the Commission Report, COM(2007) 757 (note xxx, above), Spain had increased its emissions by 2005 by 53 percent.

⁴⁷ 2002: 106,4; 2003: 104, 3; 2004: 105,5; 2005: 105,5 percent. Figures from Commission, COM(2004) 818; COM(2005)655; COM(2006) 658; COM(2007) 757.

⁴⁸ For references, see previous note.

⁴⁹ See L.Krämer, Statistics on environmental judgments by the EC Court of Justice, (2006) Journal of Environmental Law, p.407.

in order to begin with the necessary shift to a low carbon economy which is required in order to reach the policy targets under the climate change policy. At the same time, this kind of measures would indicate to the public that climate change is a policy sector which requires restrictions and cannot be fought against just with policy statements.

The present situation of non-binding EU targets without an enforcement procedure and a very large flexibility at national level to act (or not to act) arranges everybody, except the environment: Member States are not yet seriously disturbed by measures to combat climate change. The target requirements are fixed within the EU, and are thus not necessarily to be taken into consideration by the EU Member States. When the Member States do not comply with the target requirements, they will not be called to order, undergo an infringement procedure or have other disadvantages to fear. Economic operators largely manage to have their interests safeguarded, as the measures mainly concentrate on the increase in energy efficiency and the promotion of alternative (renewable) energies and do not significantly affect their activities. Alternative energy producers see their efforts supported by relatively generous State aids which allow them to gain some market share, without seriously hampering economic actors on the oligopolistic energy market.

A good example of this situation is the “policy” on bio-fuels. Bio-fuels were introduced by EU measures, without any serious impact as regards their environmental charges – which are very considerable and even disastrous. Their political attraction was – and still is – that they ensure income to farmers which remains one of the principal objectives of EU agricultural policy⁵⁰. The measure is labelled as a climate change measure, while its principal objective is elsewhere.

There is a side-effect of the present situation which also remains largely undiscussed: the longer the present situation prevails and ad hoc means are used to reach a reduction of GHG emissions, the greater will the need become to recur to nuclear energy as the last remedy for combating climate change. Nuclear energy counts at present for about 15 percent of the EU energy consumption and if it is wished to progressively substitute nuclear energy, alternatives must be conceived and put into practice. The omission to do so will lead to the situation that no other alternative than nuclear energy is available.

10. Perspectives

The real problems for the EU do not even lie in the compliance with the Kyoto Protocol obligations. The numerous measures which were adopted and are planned are likely to allow the EU to more or less respect this commitment. The problems of reaching a 20 to 30 percent reduction by 2020 and in particular a 60 to 80 percent reduction of GHG emissions by 2050 – this is the figure which the Energy Council considered necessary⁵¹ – require a complete change in the economic structure of the EU economy. This cannot be achieved with the instruments that are developed until now.

EU Member States do not seem to have developed concepts to face this aspect of climate change. The situation is a bit contradictory: indeed, the EU is the policy driver for policy concepts on climate change. However, it does not have a competence for many measures, and even, where it may act, the unanimity requirements of Articles 175(2) and 93 EC Treaty give each Member State a veto right against measures that are based on these provisions.

Of course, issues must start with research on cleaner technologies, energy efficiency, alternative energies. Probably for reasons of policy, the EU does not lay annual accounts, how much research funds – from the EU itself and from EU Member States – go into nuclear research, research on alternative energies, energy efficiency etc. Such an account would reveal

⁵⁰ See Article 33 EC Treaty.

⁵¹ Council, conclusions on climate change policies of 15 February 2007 (note 36, above)

that the investment into nuclear research continues to be much higher than the research in alternative energies, clean non-nuclear technologies or energy efficiency. The Commission indicated in its Communication on energy policy⁵² that research on climate change issues would mainly be governed by the 7th Framework Programme for Research⁵³. However, this Programme, equipped with some 50 billion €, does not concentrate on climate change, but on the whole range of research; climate change issues are seen as part of environmental issues, for which some seven percent of the total budget is earmarked. The Council's conclusions⁵⁴ are remarkably discreet on the subject and accept obviously the orientation of not making climate change research a priority. In this author's opinion, there would be good reason, following the model of the Euratom Treaty, to set up a new Treaty on alternative energies, in order to concentrate efforts, finances and resources on low carbon technologies.

The Commission's proposal for a global energy efficiency and renewable energy fund⁵⁵ rather aims at investments at global level than mobilising research money. Once more, the announcement of action is not really followed by concrete steps.

Funding. All EU institutions agree that clean technologies are to be supported, that energy efficiency is to be promoted and that alternative energies must be made more competitive with the traditional energies. However, this EU policy does not really coincide with the practical arrangements. Indeed, it is more or less up to Member States to decide, if and what funding they will make available for climate change issues. This constellation confirms that the EU climate change policy is a frame, which leaves, de facto, the decision to Member States what to do and how much to do for climate change issues. This discretion, it should not be forgotten, also includes the discretion not to act.

It should be seriously considered, whether an integrated climate change policy does not need a climate change fund which coordinates initiatives and favours very targeted objectives. The present system leads to dispersed investments and uncoordinated activities. This favours big and economically strong Member States (Germany, France, United Kingdom), but might not really favour the EU's march towards climate change improvements.

Instruments. It was already observed that the EU legislation is very largely a framework legislation. As regards the reduction of GHG emissions, the EU relies heavily on Directive 2003/87 concerning the emission trading system. This system does not reduce the quantity of emissions per se; emission trading only provides that investments for reductions are made there, where they are economically the cheapest. It is too early to assess, whether Directive 2003/87 will deliver what economists expect from it, as the administrative charge of the system is rather considerable.

Whether the emission trading system will contribute to achieving the 20 percent reduction objective for 2020, will also depend on the question how the burden sharing among Member States is organised for the period 2012 till 2020. No discussion paper has been issued on this question until now and no criteria have been established. The burden sharing for the period 1997-2010 had been a policy agreement among 15 Member States which had been prepared by the Council Presidency – the United Kingdom at that time – in the aftermath of the negotiations on the Kyoto Protocol, without a corresponding Commission proposal. Only several years later was this political agreement “legalised”.

Unless one wishes to completely ignore EU rules of procedure and make thus a mockery of the European Union, the next burden sharing decision will have to be based on a proposal of the Commission – unless the Member States wish to keep commitments general and not

⁵² Commission, COM(2007) 1 (note 36, above), no.5.3

⁵³ Decision 1982/2006 concerning the 7th framework programme of the EC for research, technological development and demonstration activities (2006) OJ L 412 p.1.

⁵⁴ Council, Conclusions of 15 February 2007 (note 36, above)

⁵⁵ Commission, COM(2006) 583 of 6 October 2006

binding and concert once more on a policy agreement. Solutions will not become easier, because the number of countries of such a burden sharing has increased from 15 to 27. And in view of the absence of criteria, any proposal is likely to raise heated discussions.

Could the EU get along without a burden sharing agreement? Certainly not. Indeed, the present policy decision to reach a 20 percent GHG emission reduction by 2020 means that every Member State would, individually, have to reach this target. However, it would not make sense to allow Greece, Spain, Ireland and Portugal to increase their GHG emissions by 2012⁵⁶, and then ask them to reduce them to eighty percent of their 1990 emissions: for Portugal, this would mean a 37 percent, for Greece 35 percent, for Spain 25 percent and for Ireland 23 percent reduction of GHG emissions within eight years – this is completely unrealistic, technically, economically and politically. And this consideration even leaves aside the twelve new Member States and those Member States of the old fifteen which had considered that the burden sharing agreement of 2002 had been too harsh for them.

These considerations show already the problem of the present approach: the legal rule, so often defamed as following “law and order”, ensures equality of everybody before the rule of law. It has the disadvantage that strong economies may more easily cope with reductions. Yet, it has the advantage that strong economies are not able to arrange the economic rule according to their economic advantage. A perfectly just system does not exist. However, it is submitted that economic-based, more or less voluntary solutions in a European Union of 27 Member States are more difficult to obtain, more difficult to bargain – the word “negotiate is expressly avoided -, and more difficult to enforce than law-based solutions.

The period of probation for the EU climate change policy is thus still to come. Until now, the measures taken and the results in reducing GHG emissions which were achieved, were largely taken from the “reserve” which existed. This will not be so in the future. This means that the EU climate change administrative and political infrastructure must be improved now, that the strategy must become a long term strategy, that the climate change policy must be an integrated and less piecemeal-oriented policy. The present instrument mix might be sufficient to reach a reduction of GHG emissions by eight percent until 2012. It will not be sufficient to prepare, elaborate and enforce the necessary, much more fundamental changes which lie ahead.

11. The new EU Treaty (Lisbon Treaty)

The new Treaty of Lisbon, signed on 13 December 2007⁵⁷ which yet will have to be ratified by the 27 Member States, introduces the words “climate change” in the environmental chapter⁵⁸. Furthermore, the EU obtains a shared competence for energy questions. The respective chapter on energy identifies as objectives of an EU energy policy:

- (a) the functioning of the internal energy market;
- (b) ensure security of energy supply in the Union;
- (c) promote energy efficiency and energy saving and the development of new and renewable forms of energy;
- (d) promote the interconnection of energy networks”.

It seems that these provisions do not significantly change the constitutional situation that exists at present. Therefore, as mentioned above, almost all depends on the political will of the EU institutions and the Member States of what kind of climate change policy they want to conduct.

Prof. Dr. Ludwig Krämer

Professor at the Universities of Bremen, Copenhagen,
University College of London and College of Europe

⁵⁶ See note 24, above on the percentages.

⁵⁷ Lisbon Treaty on European Union (2007) OJ 2007, C 306 p.1

⁵⁸ The new Article 174(1), last indent, will thus read: „promoting measures at international level to deal with regional or worldwide environmental problems, in particular combating climate change“.

Shaping The EU Climate Change Policy For Energy-Intensive Sectors Considering The Lisbon Strategy

Resumo

The Lisbon Action Programme put a high priority level on strengthening competitiveness in the European economy and keeping the EU leadership towards sustainable development, with special emphasis on fighting climate change. To attain this goal the regulation of the energy sector is crucial. However, the current climate change policy mix addressed at this sector shows poor co-ordination with potential relevant efficiency costs associated. In this paper we provide some insight into possible changes to introduce in the legal framework to improve the *status quo*.

1. Climate change policy and the Lisbon Strategy

The Lisbon Summit in March 2000 was designed to mark a turning point for EU enterprise and innovation policy. European Union Heads of States and Governments agreed on making the European Union 'the most competitive and dynamic knowledge-based economy in the world, capable of sustainable economic growth with more and better jobs and greater social cohesion'. To achieve this goal, an overall strategy should be applied, aimed at preparing the transition to a knowledge-based economy and society by better policies for the information society and R&D, as well as by stepping up the process of structural reform for competitiveness and innovation and by completing the internal market; modernising the European social model, investing in people and combating social exclusion; and sustaining the healthy economic outlook and favourable growth prospects by applying an appropriate macro-economic policy mix¹.

However, nearly half-way through the implementation period, many critics complained that not much progress has been made on achieving these ambitious goals. In its Spring Report, which served as a basis for the Spring Summit in March 2004, the European Commission set out to assess the progress made towards the Lisbon goals. This report, as well as the Implementation Report of the Broad Economic Policy Guidelines 2003-2005, the Joint Employment Report, and the Implementation Report on the Internal Market Strategy, provided a dark picture of the state of the EU's competitiveness.

Marking the half-way point for the Lisbon Action Programme, the spring European Council of 22-23 March 2005 placed renewed focus on growth, innovation and employment and encouraged the strengthening of social cohesion and the mobilisation of national and community resources in the Strategy's economic, social and environmental dimensions. Simultaneously the European Commission named sustainable development as the general framework for the Lisbon strategy. Europe was urged to continue to take a lead in addressing the causes of climate change by improving energy efficiency and showing that alternatives can be found through market-based solutions².

¹ Presidency Conclusions of the Lisbon European Council of 23 and 24 March 2000, available at http://ue.eu.int/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/en/ec/00100-r1.eno.htm.

² COM(2005) 12 final, 26 January 2005, pp. 4 and 9.

The Kok Report, presented to the European Commission and the European Council at the beginning of November 2004, though putting the main blame on the lack of political will by the Member States, named “an overloaded agenda, poor co-ordination and conflicting priorities” as the cause of a “disappointing delivery”. Such flaws are evident as far as the climate change policy mix addressed at the energy sector is concerned.

The EU climate change policy is a relevant variable in the process of innovation, technological development and creation of employment. The EU has set ambitious environmental goals to increase energy efficiency and reduce greenhouse gas emissions by at least 20 per cent by 2020, and to promote renewable energy sources. Environmental industries in Europe are at the global forefront on technologies generating a turnover of approximately 2.2 per cent of EU GDP, and employing 3.4 million people. To overcome regulatory and other obstacles, which can prevent the full exploitation of the new market opportunities, a range of policy tools including market based instruments and well designed regulation are needed³.

Within the EU climate change policy programme, energy-intensive sectors, which include heavy industry and the energy sector, are specially targeted by regulation. Since January 2005 these sectors have been regulated by the Energy Taxation Directive (2003/96/EC) and the EU Emission Trading System (ETS) Directive (2003/87/EC). Community minimum taxation levels for the consumption of energy products and electricity are set out in the Energy Taxation Directive (2003/96/EC). Member States can comply with the Community minimum taxation levels by taking into account the total charge levied in respect of all indirect taxes which they have chosen to apply (excluding VAT). The implementation of the Community framework for the taxation of energy products and electricity are a matter for each Member State to decide.

Under the Kyoto Protocol, the EU committed itself to an 8 per cent reduction in its greenhouse gas emissions by 2008-2012 compared to 1990 levels. The EU15-target was broken down into targets for individual Member States in the subsequent Burden-Sharing Agreement⁴. The EU ETS Directive created a market where European companies can buy and sell the ‘right’ to emit carbon dioxide (CO₂). The ETS does not imply new environmental targets, rather, it seeks to achieve compliance with existing targets under the Kyoto Protocol at least cost by enabling participating companies to buy or sell emission allowances.

The central element of the EU ETS is the National Allocation Plan (NAP), which each Member State develops autonomously and then submits to the European Commission. The Directive provides that the NAP shall state the total amount of allowances in each period and how these allowances will be allocated to individual installations covered by the system according to the activities listed in Annex I of the EU ETS Directive.

Through the EU ETS Directive, the EU has hence put a cap on CO₂ emissions from some types of installations. Companies covered by the EU ETS must surrender allowances for their greenhouse gas emissions. The companies either receive their allowances for free at the beginning of each trading period or purchase them at auctions and/or on the market. In the first trading period (January 2005 to December 2007), Member States were obliged to allocate at least 95 per cent of the allowances for free (Art. 10). This amount dropped to 90 per cent in the second trading period (2008-2012).

Since the overlap between instruments might involve high potential efficiency losses, the coordination of EU climate change regulatory instruments is a condition for a macro-

³ European Commission, Renewed EU industrial policy in times of climate change and globalization, Memo/07/273, Brussels, 4 July 2007.

⁴ Decision of the EU Environment Council, 16 June 1998, reaffirmed by joint ratification of the Kyoto Protocol on 31 May 2002.

-economic policy mix able to implement the Lisbon Strategy. Though the implementation of this strategy requires caution regarding all the sectors and instruments covered by the EU climate change policy, special caution is recommended regarding highly regulated sectors that are exposed to international competition such as energy-intensive industries operating in the internal market.

Energy-intensive industries covered by the EU ETS Directive are regulated through a cap-and-trade system and a price system. There might be a substantial excess cost of this overlapping regulation since both regimes impose constraints on the decision-making process and activity of the companies involved. Firms subject to the EU Emissions Trading Scheme which in addition face domestic energy or carbon taxes might abate too much while other firms within the EU ETS will benefit from lower international emission permit prices. In essence, unilateral emission taxes within the EU ETS are ecologically ineffective and subsidise net permit buyers⁵.

The price system we are comparing with the emission trading system is a carbon tax, an energy tax or a tax with both components. As far as taxation is concerned, the carbon dioxide cost is set either by an autonomous CO₂ tax or the component of the general energy tax which is calculated according to carbon-content of the taxed energy products. Moreover, it is the full energy tax burden laying on energy products which use causes CO₂ emissions that increases the undertakings' costs of CO₂ emissions.

The rationale for criticising the referred regulatory overlap is applicable to a CO₂ tax as well as to other kinds of energy taxes within the EU ETS. The Energy Taxation Directive makes no difference between different kinds of indirect taxes. For the purpose of the Directive "level of taxation" is the total charge levied in respect of all indirect taxes (except VAT) calculated directly or indirectly on the quantity of energy products and electricity at the time of release for consumption (Article 4(2)).

2. Shortcomings of the current regulatory framework on EU energy-intensive sectors

EU energy-intensive sectors are double regulated (though not double burdened) by the EU ETS and national energy taxes. It is not possible to justify this regulatory overlap with an economic rationale. It is explained rather by the political constraints which hindered a more effective emission trading system and the fiscal concerns Member States hold. However, this situation might portray an attempt to correct a State failure through another State failure. The cumulative use of national energy taxes and the EU ETS to regulate the same sector entails potential efficiency costs. And Member States are unable to take action at the national level to deal with the problem,

The economic rationality test

EU Member States are obliged to apply two sets of regulation to its energy-intensive sectors, namely national energy taxes which can take different forms and the EU ETS. Taxes can be used in the presence of tradable permits as a means to reduce compliance cost uncertainty or to capture windfall rents from permit allocation. And these objectives are not mutually exclusive⁶. However, energy taxes raised according to energy consumption, as required by the Energy Taxation Directive, are not able to fulfil any of such objectives.

⁵ Böhringer, Koschel and Moslener (2006), 'Efficiency Losses from Overlapping Economic Instruments in European Carbon Emissions Regulation', Project tax/benefit systems and growth potential of the EU (TAXBEN).

⁶ OECD (2002), *The benefits and costs of using tradable permits*, Report prepared by Nick Johnstone (OECD Environment Directorate), OECD, p. 14-20.

As long as energy taxes apply to undertakings covered by the EU ETS and both pursue the same objective, i.e., a reduction of CO₂ emissions at the minimum cost, there is double regulation, which harms the good functioning of the EU ETS⁷. This system is a trade-and-cap system. It puts a cap on CO₂ emissions from the installations covered, which must surrender allowances for their greenhouse gas emissions. These allowances are either grandfathered by the national government at the beginning of each trading period (at least 90 pct of the allowances in the period 2008-2012, according to Art. 10 of the EU ETS Directive) or bought in auctions and/or on the market.

Taxes cannot raise levels of environmental compliance in such a system. Regulatory overlap will not affect the level of CO₂ pollution generated within the system, because in the absence of trade restrictions any further reduction in emissions induced by taxes will raise the supply of allowances in the market. It will therefore only affect emissions trading and provide a subsidy to net allowances buyers, raising compliance costs, since for emissions reduction to be achieved at the lowest possible cost, all emitters have to face the same cost per emission unit.

An energy or carbon tax on national CO₂ emission levels by the participating sectors cannot be environmentally effective as these levels are fixed by the NAP. Effects will be restricted to domestic emissions and, therefore, to emissions trading by such sectors. This can raise a further issue. The Commission has approved national allocation plans submitted under the EU ETS Directive, and thereby accepted a certain level of CO₂ emissions in each Member State. To require such Member State to maintain its CO₂ tax would de facto amount to requiring it to lower its emissions further under such NAP. However, the Commission must be considered to have lost that possibility when it accepted the emission level that would follow from the approved NAP.

A joint application of taxation and emissions trading will not affect the total emissions within the trading scheme, since the total level is given by the amount of allocated allowances, and any surplus of allowances will be sold on the market and lead to an increase in emissions in another part of the system. However, it will affect the marginal cost of emission reductions and thus the total cost of achieving the emission reduction target. This will lead to emission reductions being inefficiently distributed throughout the trading scheme, and as a result the total cost of achieving the EU emission reduction will increase. Emissions will be reduced at a cost that exceeds the market value of the reduction. This inefficient way of allocating resources results in a welfare loss, that is, a cost to society. In the longer run, the distortions will affect the investments and thus the location of future production capacity within the sectors covered by the trading scheme. Consequently, the competitiveness of European enterprises on the international market will deteriorate.

The allocation method used in the initial distribution of allowances does not affect the environmental outcome but it affects competition in the common market. Moreover, with grandfathering there will only be partial compliance with the Polluter Pays Principle, since though a behavioural incentive will be provided as long as there is a positive opportunity cost associated to using allowances, society will not be compensated by damages caused by pollution. Based on this principle, grandfathering can be criticised by providing a wrong price signal to polluters whilst allowing them windfall rents equal to the value of the allowance allocated.

To recover some of these windfall rents, taxes can be applied in conjunction with the ETS. Such a tax shall be complementary to tradable permits, and to any penalties charged

⁷ C Dias Soares (2007), 'Energy tax treatment of undertakings covered by emissions trading', EC Tax Review 16.4, 184.

for non compliance, and not a substitute as is the case with taxes which serve as permit price caps explained next. Irrespective of the permit price, the tax will have to be paid. However, if this is the objective pursued, the amount paid should not be proportional to emissions/energy consumed but to the market price of allowances. A lump-sum tax will avoid distortions of marginal behaviour.

As long as pre-existing energy taxes are widely diverging by carrier, user and Member State, the cost-effectiveness of an additional cap-and-trade system is not guaranteed⁸. Taxing energy consumption by covered sectors will then contribute to a situation where companies in different Member States incur different costs for emitting CO₂. Moreover, tax exemptions for installations covered by the ETS provided by only a few countries also do not guarantee the required uniformity. The optimal solution would therefore be the adoption of general guidelines at EU level.

The risk of legal uncertainty, which might follow from the opening of individual formal procedures against Member States by the European Commission due to infringement of State aid rules, is joined by other even more relevant arguments supporting a general approach to the problem rather than national action by Member States. Namely, the economic irrationality of double regulation already demonstrated and the necessity of a EU-wide intervention in this matter argue in favour of a block exemption or an EU energy tax for undertakings covered by the EU ETS.

Apart from the legal uncertainty associated to a casuistic approach, tax exemptions provided at the national level are also not recommended due to the rationale of the problem itself. As argued before, such casuistic approach would not guarantee emissions price uniformity as required by the economic rational. Appreciable differences in national levels of energy taxation are expected to subsist whilst the Community only establishes minimum levels of taxation. A general or EU approach could be taken either through the adoption of general rules regarding energy taxation of undertakings covered by the ETS or changes introduced in the EU ETS itself. Both these aspects are developed further in Section 3.

The Polluter Pays test

The Energy Taxation Directive (2003/96/EC) sets minimum taxation levels for the consumption of energy products and electricity with which Member States have to comply. The way national governments decide to comply, namely the kind of indirect taxes adopted, are a matter for each Member State to decide as long minimum tax levels are respected. Tax reductions below the minimum level are allowed under strict conditions set out in the Directive and the environmental guidelines.

In Article 17(2) and (4) of the Energy Taxation Directive, the Council authorised Member States to apply a level of taxation down to zero to energy products and electricity when used by energy-intensive businesses, subject to the condition that the latter enter into agreements, tradable permit schemes or equivalent arrangements which lead necessarily to the achievement of environmental objectives or increased energy efficiency, broadly equivalent to what would have been achieved if the standard Community minimum rates had been observed. Tax reductions below the minimum level are allowed under strict conditions set out in the Directive and the guidelines on state aid for the environment.

During the negotiation process conducting to the approval of the Directive, and close to finish line, the conflict between Member States who demanded mandatory exemptions to protect their heavy industries (e.g., Belgium, Portugal, Greece, Austria and Sweden) and Member States who wanted facultative exemptions for non-fuel use, dual use and

⁸ Paul J. J. Veenendaal (2006), *The EU-ETS and existing energy taxes*, Project Tax/benefit systems and growth potential of the EU (TAXBEN).

mineralogical processes, unwilling to bear the price in terms of lost revenue and weaker environmental incentives (e.g., Denmark, Germany, UK and the Netherlands) put strong pressure on the Commission. States wanted the Commission to provide some sort of guarantee that exemptions made in accordance with the directive would be accepted also in terms of State aid.

The Directive expressly does not prejudice the outcome of any future State aid procedure that may be undertaken in accordance with Articles 87 and 88 of the EC Treaty. Moreover, the Commission agreed to “go to the greatest possible length to ensure that measures taken by Member States in accordance with the exemptions and tax reductions laid down in the Directive” would be considered “compatible with state aid rules”⁹. However, proposals for a straightforward compatibility were never accepted, even if temporary. Exemptions allowed under Article 17 were never proposed as ‘mandatory’. As facultative exemptions, measures adopted pursuant to Article 17, as the ones pursuant to Article 15, are liable to be regarded as State aid and will have to be notified to and approved by the Commission (Article 26 of the Directive), with the resultant legal uncertainty both for Member States and for business.

Based on the authorisation conferred by the Directive, some Member States have notified plans to grant CO₂ tax exemptions to companies covered by the EU ETS. The Commission however understood that the compatibility of such measures with the Guidelines was not straightforward and opened formal procedures against those countries, stating its concern that such measures might distort competition by increasing tax differentiation in an area where the EU has harmonised taxes in order to create a level playing field between companies. Furthermore, the Commission questioned whether those measures might run against the Polluter Pays Principle, as companies participating in the EU ETS have received most of the emission allowances for free.

Two characteristics of the ETS, namely overallocation of allowances and grandfathering, should be taken into consideration when assessing whether full national energy tax exemptions for undertakings covered by the EU ETS advocated by some Member States are compatible with the Polluter Pays Principle.

In the period 2008-2012, about 90 per cent of pollution permits shall be given away to businesses free-of-charge, allowing them to accumulate windfall profits from selling their extra credits. In the previous period, 2005-2007, there was not enough use of auctioning in distributing allowances even within the authorised limit of 10 per cent of total allowances. On top of that generous carbon emission allowances in the same period led to massive surpluses and crashing carbon prices, risking undermining the scheme’s credibility.

Carbon allowances were granted based on assumed future emissions instead of real historic emissions, giving big polluters an incentive to exaggerate projections. Official EU data published in May 2006 showed that a group of countries, including large polluters such as Germany, were left with 44.1 million tonnes extra CO₂ allowances for the year 2005. Of the EU’s major polluters, only the UK had emitted more than its quota, forcing it to buy over 30 million tonnes extra allowances on the EU carbon market. The supply surplus sent carbon prices crashing, calling into question the credibility of the EU ETS¹⁰.

Concerning the interaction between energy taxes and the EU ETS, several scenarios are possible. Assuming there was grandfathering, if the national allocation plan was generous, and depending on the stringency of the initial allocation of allowances, a tax on energy consumption might not overlap with the EU ETS. If the initial allocation created ‘hot air’, businesses will be able to at least partially recover costs borne with the tax payment

⁹ Docs. 14200/02 – FISC 286, 13.11.2002, 13253/03 – FISC 139, 07.10.2003, and 14140/03 ADD 1, 24.11.2003.

¹⁰ EurActiv Newsletter, 16 May 2006.

by selling excess allowances. With 'hot air' undertakings will be better off with double regulation than with only energy taxes, though worse than with only the ETS. If the initial allocation matched the *status quo*, businesses will only fully comply with the Polluter Pays Principle whilst paying the tax.

For emissions covered by allowances, businesses will comply with the Polluter Pays Principle. Allowances have market value. Though, under strict NAPs, this value can only be realised at a cost to the company, either by reducing its output or increasing its investment in energy measures. However, it matters whether permits were grandfathered or auctioned. Also in economic terms, grandfathering and auctioning are not equivalent. In the first case, the polluter's payment is a mere cash-flow operation. Moreover, grandfathering allows common market distortions since it provides a benefit to undertakings receiving allowances for free.

Under the EU ETS undertakings will incur costs when using permits – only opportunity costs when permits were grandfathered or also explicit costs when they were auctioned. These costs, likewise the ones following the tax payment, provide the polluters with an incentive to reduce CO₂ emissions. A stimulus to control emissions further will be provided by the tax via the expectation to avoid tax payments and the ETS via the expectation to sell excess permits. This, double stimulus does not however necessarily involve a double burden for businesses, in the sense that they are paying twice for the same emissions. A 'double burden' problem exists when, either following auctioning or a rigorous initial allocation through grandfathering, businesses have to buy permits to cover emissions for which they cumulatively pay the correspondent energy tax.

If there was initial allocation through grandfathering but due to technological investment businesses were able to reduce their emissions avoiding the tax and/or being able to sell excess permits, it might be argued that to apply both instruments will still be in compliance, and not 'overcompliance' or 'double burden', with the Polluter Pays Principle. This is so since, for each emission, businesses will effectively only pay for emission costs or control costs.

With grandfathering the Polluter Pays Principle will though only be partially respected. This principle is a means and not an end in itself. Its rationale is to induce a behavioural change through a price signal and not to purely repair environmental damages or raise revenues. However, it includes a compensation feature. The polluter should pay for the costs created due to pollution. Based on this principle, grandfathering can be criticised by providing a wrong price signal to polluters whilst allowing them windfall profits instead of having the polluter paying. This is so in spite of the unquestionable compliance with the behavioural incentive associated to this principle as long as there is a positive opportunity cost associated to using grandfathered permits, i.e., as long as these have a positive price in the market.

If energy taxes apply to undertakings covered by the EU ETS there is double regulation, which harms the good functioning of the ETS. But there is only a double burden when the same emissions are covered by energy taxes and auctioned permits. Double regulation exists as far as energy taxation and emissions trading pursue the same objective, i.e., a reduction of CO₂ emissions at the minimum cost. An inexpedient double regulatory burden raises the risk of policy failure. Therefore, these instruments should in principle not apply to the same entity. Thus, some adjustment of energy tax rates for those entities participating in the trading may have to be considered. However, exempting all companies participating in the ETS as it is designed today from the CO₂ tax might not be advisable, since it could run against the Polluter Pays Principle to exempt companies which received emission allowances for free.

3. Discussing legal scenarios for the future

The hard-line policy against climate change supported by the European Union at international level and the ambition of its environmental and economic goals require caution. To keep its frontrunner position in the fight against climate change without compromising its economic goals, the European Union might have to re-think its policy mix, since there are economic arguments against the accumulation of two major instruments of the EU climate change policy, namely the EU ETS and national energy taxes, as explained above.

The Lisbon Strategy requires action to avoid the continuation of the regulatory overlap which can harm the competitiveness of the European economy without any relevant environmental benefit. But the EU legal framework in place in January 2008 inhibited Member States from taking unilateral action to avoid such accumulation as such action tends to run against the Community guidelines on State aid for environmental protection. So being, it will be necessary to address this issue through common action at the European Union level.

The 2008 EU Spring Council, under the Slovenian Presidency, intends to review progress on the re-launched Lisbon Agenda and examine Commission proposals for revised Integrated Guidelines to cover the period 2008 - 2011. Simultaneously, it is in the agenda of the European Union the revision of the environmental State aid guidelines (2001/C 37/03) and the Energy Taxation Directive (2003/96/EC). In upcoming negotiations on a Post Kyoto climate regime the distribution of real or perceived costs and benefits of reducing greenhouse gas emissions will play a crucial role. And the distribution of these costs depends to a large degree on the choice of the policy instrument for effectively reducing emissions.

Moreover, the European Commission has opened formal investigations against some Member States, like Denmark¹¹ and Sweden¹², to examine whether plans notified by national authorities to grant CO₂ tax exemptions to companies covered by the EU ETS were compatible with EC Treaty State aid rules. Though, the Swedish plan was subsequently dropped by the Swedish government, in January 2008, the Danish one was still pending awaiting a decision from the European Commission. On top of that, some countries have adopted unilateral action to deal with the regulatory overlap without previous authorisation of the European institutions, like Portugal.¹³

Therefore, European institutions need to be able to reach conclusions regarding how the present regulatory overlap should be addressed some time soon. At the European Union level this discussion has been going on for a while and has ranged from conservative and/or internal approaches to radical and/or international approaches. Common to both has been the concern with the environment without compromising the competitiveness of the European industry, with special emphasis on firms operating in the world market which already support a relatively high share of the costs caused by the CO₂ emissions they produce, such as the ones in energy-intensive sectors.

Different means to deal with the potential negative competitiveness effects for businesses emerging from unilateral policy action by the European Union have been discussed. Among the proposals named are tax responses through reduced tax burden on labour, distinguishing labour intensive businesses vis-à-vis energy intensive businesses, as well as corporate income tax investment incentives for R&D. Positive incentives with direct subsidies to sectors mostly exposed to carbon leakage and 'no policy' options (involving the exclusion of certain sectors) have also been suggested as ways of addressing adverse competitiveness impacts.

¹¹ State aid n. C 41/2006 (ex N 318/a/2006). IP/06/1274, 28 September 2006.

¹² State aid n. C 46/2006 (ex N 347/2006). IP/06/1525, 8 November 2006.

¹³ State Budget Law 2008, Law 67-A/2007, 31 December 2007.

More controversial means to deal with competitiveness losses emerging from the front-runner position of the European Union in taking action against climate change include external measures, such as sectoral agreements, border tax adjustments and addition to customs tariffs, which might start a trade conflict at the World Trade Organisation.

In the discussion regarding the EU post-2012 climate change policy programme, there has been some concern towards the fact that there is an actual risk that European companies will be put at a competitive disadvantage compared to countries with no similar climate change objectives, causing 'carbon leakage', whereby companies move their activities to third countries in order to keep prices down. But there has also been a careful approach to avoid any action that might threaten to unleash a trade war.

There is concern that any carbon equalisation system should seek to put EU and non-EU producers on a comparable footing by applying to importers of goods requirements similar to those applicable to installations within the EU, by requiring the surrender of allowances. Importers would be required to purchase emission allowances under EU ETS before their products can enter the EU market. However, the scheme is unlikely to be successful because of concerns over legal challenges at World Trade Organisation level, as well as the complexities involved in calculating the price an importer would need to pay. There is also a possibility that a refund of allowances to exporters could be thought of.

This idea, discussed informally by EU ministers during the 22-23 November Competitiveness Council, was not expected to get the approval of a majority of EU member states, even if WTO compliance could be assured. EU businesses fear that other countries might introduce retaliatory measures on their exports, while importing companies with environmentally-friendly production methods could be eligible to receive EU ETS credits, making their imports cheaper.

The Commission advisor group High-Level Group on Competitiveness, Energy and the Environment also considered imposing a tax on imported goods from countries which do not impose a CO₂ cap on their industry ('tax border adjustments')¹⁴. A French proposal to impose a tax on imports of industrial goods from countries with less stringent environmental regulations met with scepticism from EU ministers in November 2007, with voluntary sectoral agreements to reduce CO₂ emissions seeming to be gaining favour instead¹⁵.

Though there are a number of measures under consideration in order to avoid putting European companies at competitive disadvantage compared to countries with no similar climate change objectives, it seems none will be taken immediately. It is suggested that the Commission should present a review of the situation by 2011 at the latest, identifying energy-intensive industrial sectors that are likely to relocate outside the EU. Energy-intensive industries which are determined to be exposed to significant risk of carbon leakage could then benefit from a higher amount of free allocation or from a carbon equalisation system.

Next we take a conservative approach and focus our analysis on the two main policy instruments available to deal with climate change, namely taxes and emissions trading, discussing ways to shape their design according to the challenges posed by the Lisbon Strategy¹⁶. At the EU ETS level the way might be through the introduction of rules for allocating emission allowances different from the ones approved by the EU ETS Directive; whilst at the energy tax level changes might be introduced in order to set a harmonized EU energy tax.

¹⁴ Draft paper seen by European Voice (5-11 October), according to EurActiv Newsletter, 10 October 2006.

¹⁵ Comments made by EU Enterprise Commissioner Günter Verheugen in a 19 November speech to the Parliament's Temporary Committee on Climate Change.

¹⁶ C Dias Soares (2007), 'Energy tax treatment of undertakings covered by emissions trading', EC Tax Review 16.4, 184.

3.1. Changes at the EU ETS level

The allocation method and degree of stringency used in NAPs explain why the double stimulus provided through double regulation does not necessarily put a double burden on businesses. There is only a double burden when the same emissions are covered by energy taxes and auctioned permits. In the first and second period most allowances were given for free. Member States applied a wide variety of specific allocation rules, which gave rise to a number of problems, such as a negative impact on economic efficiency, distortions of competition across Member States, undesirable distribution effects and a lack of transparency. However, though in the EU ETS the double burden is not a relevant issue double regulation raises some concerns, as explained in Section 2.

If allowances are used in connection with energy taxes that are diverse among Member States, the level playing-field is distorted. This problem is enhanced due to the allocation method chosen by the Community, whilst sectors not covered had to pay for emissions sectors covered benefited from free emissions equivalent to the amount established in the allowances grandfathered. Distortion of the competition between covered sectors in different Member States is all the more problematic the closest the reference point adopted by the national climate change plan is from the 'business-as-usual' scenario.

In order to reduce the problems associated to double regulation, it is possible to provide some suggestions regarding the design of the EU ETS. More stringent national allocation plans and a different allocation method as well as the adoption of more uniform rules are among the priorities in this matter.

Full auctioning best ensures efficiency, transparency and simplicity of the system and avoids undesirable distributional effects, as well as the reduction of the relative cost of clean technologies. Auctioning would not only reward early movers but also allow the EU ETS to fully comply with the Polluter Pays Principle. And this compliance would occur even if full exemptions from national energy taxes were provided as required to eliminate the lack of uniformity in the price of CO₂ emissions paid by undertakings covered by the EU ETS due to different national energy taxes.

But even in the absence of different national energy taxes, uniformity in the price of CO₂ emissions paid by undertakings covered by the EU would not be guaranty unless further changes were introduced in the EU ETS. The EU ETS is not able to provide the required price uniformity for CO₂ emissions, *inter alia*, due to different interpretations of Annex I of the EU ETS Directive.

An inconsistent interpretation of 'combustion installation' by Member States has led to distortions of competition, an insufficient coverage of process emissions as well as legal uncertainty on the scope of the Directive. A new definition of combustion installation and supplemented by a list of activities would allow a consistent application of the scope, including with respect to process emissions, provide legal certainty to Member States, as well as contribute to the environmental effectiveness of the EU ETS by broadening its coverage.

Consistent implementation of monitoring and reporting requirements is indispensable, in order to guarantee that "a tonne is a tonne". Without credible and reliable verification of monitoring reports operators could undermine the environmental integrity of the system. Current practice of Member States and competent authorities, however, shows a range of different implementation and application with respect to monitoring, reporting, verification and accreditation of verifiers. As a consequence, the environmental integrity and the credibility of the system was jeopardised.

Regulating monitoring and reporting as well as verification and accreditation would lead to higher consistency and transparency, improve the cost effectiveness of monitoring and reporting standards in the longer term, would ensure a consistent and comparable level in

terms of verification and accreditation and create an internal market requirement for verification and accreditation services across the EU. As a consequence, the quality of verifications and their ability to determine and correct errors would be improved thus ensuring better data quality. The development of EU wide rules could lead to significant cost savings for Member States after an initial period of revising national guidance/regulations.

Expected developments in the EU ETS legal framework for the period 2013-2020

The existing EU ETS will expire at the end of 2012 and EU Member States are now discussing a follow-up system. On 23 January 2008, the Commission unveiled its proposal on EU Emissions Trading Scheme for the post-2012 trading period. The proposal has been transmitted to the Council and European Parliament and the first half of 2009 is the target date for the adoption of the legislation. In 2010 the Commission is to determine which energy-intensive industries are at risk of carbon leakage. And in 2011, in light of the outcome of the international negotiations, the Commission is to determine whether to put into place a 'carbon equalisation system' to neutralise any distorting effects from imports from countries with less stringent climate laws.

According to the European Commission Staff Working Document accompanying the Draft Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/87/EC, some changes are expected, *inter alia*, regarding the degree of stringency and method used in the allocation of emissions, as well as the way how the burden for implementing the EU's goal of cutting greenhouse gas emissions will be shared out among member states¹⁷.

Some of the proposals discussed are expected to help the transition from several national emissions trading markets into a truly EU single emissions market, which would represent a progress towards a more uniform cost for CO₂ emissions across undertakings covered by the EU ETS. Such proposals involve harmonising the scheme to prevent Member State granting emission allowances in different ways coupled with improved monitoring and reporting guidelines to strengthen compliance and enforcement, in an attempt to set a single EU-wide cap after 2012.

In trading periods I and II, the overall caps of the EU ETS were equal to the sum of national caps determined by the Member States and established in line with Commission decisions. On the one hand, this approach allowed a large degree of flexibility for Member States to take account of specific and national circumstances. But on the other hand, it entailed a number of problems resulting in a lack of a level playing field and of predictability and transparency as well as a high administrative burden on all parties involved.

For phase III individual country targets are still missing, but the document referred says they will be based on emission levels in 2005, which is the latest available verified greenhouse gas emissions data. National targets are expected to be set according to each Member State GDP. Member states that currently have a relatively low per capita GDP and thus high GDP growth expectations may increase their greenhouse emissions compared to 2005; whilst Member states that currently have a relatively high per capita GDP will need to reduce their greenhouse emissions compared to 2005¹⁸.

In order to ensure that all Member States contribute to the overall target, in the post-2012 period no country should be required to reduce its greenhouse gas emissions in 2020 to more than 20 per cent below 2005 levels and no country should be allowed to increase its greenhouse gas emissions in 2020 to more than 20 per cent above 2005

¹⁷ Available at www.euractiv.com/29/images/80108f_tcm29-169443.doc, on 29 January 2008.

¹⁸ EurActiv website, 10 January 2008.

levels. Member states will continue to be entitled to meet part of their target by financing emission reduction projects in countries outside the EU, although the use of such credits will be limited to 3 per cent of member states' total emissions in 2005 or, in other words, around one quarter of the total reduction effort.

It was mentioned the possibility of capping industrial emissions at 21 per cent below 2005 levels, i.e. a maximum of 1720 million allowances. To achieve this EU-wide target, which replaces the current 27 national targets, the total number of emissions allowances circulating at the end of 2012 would need to be cut by 1.74 per cent annually. However, there is also a possibility that this decision will be postponed and decided at a later stage by expert-panels within the Commission through the so-called comitology procedure.

The scheme is expected to be enlarged to include new sectors, such as for instance aviation. Around 50 per cent of all EU emissions would then be covered against a 41 per cent of total greenhouse gas emissions covered in phase II. The inclusion of road transport and shipping has not been mentioned, although the latter is likely to be included at a later stage. Likewise, agriculture and forestry are expected to remain outside the scope of the Directive due to the impossibility of measuring emissions from these sectors with accuracy. Under discussion is also the possibility of credit as not emitted under the EU ETS industrial greenhouse gases prevented from entering the atmosphere through the use of so-called carbon capture and storage (CCS) technology. In phase II these projects can already be recognised in the EU ETS by unilateral opt-in under Article 24 of the Directive.

Regarding the allocation method, have been discussed major changes which once put into effect could contribute to keep compliance with the Polluter Pays Principle even if there was a block exemption from national energy taxes for undertakings covered by the EU ETS. It is foreseen a huge increase in auctioning. It is estimated that at least two thirds of the total quantity of allowances will be auctioned in 2013.

Full auctioning should be the rule from 2013 onwards for the power sector, refineries and carbon capture and storage, while installations in other sectors would benefit from a gradual transition, starting with a yet-to-be-determined percentage of free allocation that would decrease by equal amounts each year, arriving at zero free allocation by 2020. Benchmarking should be used regarding allocation for free in the transition period with a view to minimising potential adverse effects. Such rules would reward operators that have taken early action to reduce greenhouse gases, would better reflect the Polluter Pays Principle and would give stronger incentives to reduce emissions, as allocations would no longer depend on historical emissions.

In earlier discussions it was mentioned the possibility of allowing exemptions for a number of energy-intensive sectors, allowing them to receive up to 70 per cent free allocations until 2018. However, latter proposals made no reference to this referring instead to the comitology procedure, which neither ensures predictability nor certainty for business.

Coordinating the use of energy taxes and tradable permits might involve the opt-out of some sectors from the emission trading scheme. This would allow the elimination of the regulatory overlap analysed. There may be an interest in opt-outs when a set of conditions verify simultaneously¹⁹. Article 27 of the 2003 Energy Tax Directive allowed Member States to opt for the temporal exclusion of individual installations or economic activities from the scheme in the initial period 2005-2007. Opt-outs were however subject to approval by the Commission. This possibility remains open for the 2013-2020 period, however, only for small installations.

¹⁹ C Dias Soares (2008), 'Coordinating energy taxes with the EU Emission Trading System', in Chalifour et al (eds) *Critical Issues in Environmental Taxation* (Oxford University Press), on print.

For some sectors, notably the new sectors that will be included and for smaller companies, the impact of joining the ETS with full auctioning could be significant; not only in terms of financial cost, but also in terms of resources and planning. In the period 2008-2012, there are approximately 10800 installations included in the EU ETS. The largest 7 per cent of installations in the EU ETS represent 60 per cent of total emissions, while the smallest 14 per cent of installations only account for 0.14 per cent of emissions. Therefore, in the discussions towards the post-2012 system, and in order to increase the cost-effectiveness of the EU ETS, has been mentioned the possibility of adopting a clause allowing for small installations emitting under 10000 tonnes of CO₂ per year to opt out from the scheme, provided that alternative reduction measures are put in place. By January 2008, details with regard to the conditions to comply in order to benefit from such regime had not yet been mentioned.

3.2. Changes at the energy tax level

The useful general approach to deal with the regulatory overlap mentioned in Section 2 could involve two kinds of changes regarding tax rules. There could be a block exemption from national energy taxes for all businesses covered by the EU ETS under strict NAPs, which should ideally follow allocation methodologies harmonised across the EU to avoid trade distortions. Otherwise, such approach could take the form of an energy tax charged by the EU on covered companies which would replace present national energy taxes.

These don't necessarily have to be alternative solutions, since if the tax base as well as the tax rate applied were fully harmonised among the EU for fuels used in the relevant installations, and the tax base corresponded to the scope of the EU ETS, double regulation would not distort the proper functioning of the trading scheme. It would only lead to a reduction of the price of the emissions due to lower demand for and/or higher supply of allowances. Present distortions arise from the fact that only part of the fuels giving rise to CO₂ emissions covered by the EU ETS is subject to mandatory taxation at EU level and different energy tax burdens subsist within the trading scheme.

Exempting all companies participating in the ETS as it is designed today from the CO₂ tax might not be advisable. It could run against the Polluter Pays Principle to exempt companies which received emissions allowances for free under not particularly stringent NAP. And relieving from CO₂ tax those companies which have to buy additional allowances because they need to cover their extra pollution might also go against the environmental logic. Such relief could amount to granting a benefit to those who did not make investments and did not lower their pollution or even polluted more.

But when one considers the full auctioning scenario in 2013-2020 the failure to comply with the Polluter Pays Principle might not represent such a solid obstacle to tax exemptions depending on the market price of allowances. Moreover, such exemptions might be politically necessary in some sectors. For instance, full auctioning for the power sector is expected to lead to a 10-15 per cent rise in electricity prices.

If one takes into consideration the precise objectives pursued by energy taxes, both an EU tax and a block exemption EU-wide, but not nationally awarded exemptions, could be defended for plants covered by the ETS. Environmental objectives, such as energy efficiency, control of CO₂ and other substances emissions and supporting a level playing field for renewables, could be addressed through strict allocation of allowances. Harmonization concerns would be addressed through an EU-wide obligatory exemption, whilst revenue concerns could be addressed through auctioning.

Two arguments might help to tilt the scale in favour of a political agreement on an EU energy tax charged on covered sectors, namely fiscal interests and the fact that a block

exemption presents serious shortcomings when addressing the objectives pursued by the European Union, since the EU ETS is not able to provide the required price uniformity for CO₂ emissions.

3.3. Long term preferences

Choosing between taxes and tradable permits depends on considerations such as the sensitivity of firms to price versus quantity signals and the social cost of environmental damage, as well as the capacity of existing institutional framework to administer the instrument and monitor firms' compliance. Distributive impacts are also relevant in this decision making process. If permits are used to replace taxes and freely allocated, as it is often the case, this will be favourable to the industry which not only has reduced tax burden but also is assigned newly created assets. The government however loses out on the tax revenue stream. If permits are auctioned, preferences will depend on whether the revenue they generate is expected to be more or less than the current tax revenue.

Cap-and-trade has an important advantage over a carbon tax, namely it is more flexible in the sense that one system can be linked to other systems around the world, offering many advantages to multinational companies trading in diverse countries. Moreover, emission allowances can be banked, allowing for early reduction emissions and saving allowances for later.

But though carbon trading systems are necessary in the short term, carbon taxes might be more effective in the longer term. This is so since investment needs predictability of price, which is deliverable by a tax but not by a trading system without a 'safety valve'. Taxes provide certainty over the price of abatement costs whilst tradable permits provide certainty over the level of emissions abatement. Firms only have advance knowledge of the payment when taxes are used²⁰. Even if environmental certainty provided by emissions trading is the more compelling imperative, the attainment of the goals set in Lisbon Strategy would require cost certainty.

Within an emission trading system increased cost certainty might be provided either by keeping allowance reserves available for use or by setting a price cap. In the latter case, a tax is applied jointly with the trading system to allow for legitimate and strategic behaviour on the part of the firm, which can choose between surrendering a permit or pay the tax for non-covered emissions. Under the reserve approach, a limited and strict number of allowances is issued with the aim of hitting a desired environmental goal, but the government will sell additional allowances if the allowance price reaches an unacceptably high level.

In the EU ETS price certainty was not pursued through allowance reserves but rather through price cap. For the period 2008-2012, the penalty per excess was set at 100 EUR/ton (Article 16(3) of the EU ETS Directive). However, price uncertainty remains, since undertakings have not only to pay the penalty but also to surrender an amount of allowances equal to those excess emissions when surrendering allowances in relation to the following calendar year. For comparison, carbon prices have fluctuated between 8-30 a tonne in 2005-2006 (one tonne is equivalent to one allowance).

Even if the energy tax is charged only on non-covered emissions, which is not the case according to the 2003 Energy Taxation Directive, it will not be an effective indicator of allowance price maxima unless the additional requirement for surrendering allowances is removed. In order for the cap to be efficient it is important that the use of permit price cap is explicit, and its size is known *ex ante*. Penalties of uncertain size, like the one set in the

²⁰ C Dias Soares (2008), 'Coordinating energy taxes with the EU Emission Trading System', in Chalifour et al (eds) *Critical Issues in Environmental Taxation* (Oxford University Press), on print.

Directive 2003/87/EC, have the effect of introducing uncertainty into the market, which is precisely the opposite effect as the motivation for the introduction of a tax cumulatively with a quota system.

Final remarks

The operationalization of the EU climate change policy is crucial in the implementation of the Lisbon Action Programme. Current double regulation might compromise the objectives set by this strategy for higher economic growth and job creation and greater competitiveness in world markets, aiming to provide people with a better standard of living in an environmentally and socially sustainable way. Potential efficiency losses associated to the regulatory overlap of national energy taxes and the EU ETS in EU energy-intensive sectors raise special concerns as these firms operate in the world market and are already facing higher environmental constraints than its competitors located outside the internal market.

The priority given in the EU agenda to action against climate change and the further implementation of the Lisbon goals require that the European institutions assess the lack of an economic rationale in the current regulatory framework. In this paper we have demonstrated the irrationality of cumulating the use of the EU ETS with national energy taxes and presented some suggestions regarding how to improve the current EU legal framework to both step-up the EU action against climate change and protect the competitiveness of the European industry.

Auctioning should become the rule to allocate allowances in the EU ETS rather than grandfathering as is the case until 2012. Likewise, it would be important to adopt more stringent national allocation plans and a more uniform application of the rules, moving from a scenario where 27 different national systems co-exist to a true single EU emissions trading system. This development might be under way according to the information provided by the European Commission with regard to the post-Kyoto regime. At the tax level, changes should involve tax harmonization, namely the adoption of an EU energy tax which replaced current national energy taxes for undertakings covered by the EU ETS or block exemptions from national energy taxes for these undertakings in case the EU ETS is amended according to the referred suggestions.

In the medium term, emission trading is important to control the evolution of greenhouse gas emissions providing environmental certainty. With a quantity-based mechanism as the EU ETS in place block exemption from national energy taxes for undertakings covered by this system might be useful to avoid the loss of competitiveness of the European economy due to an ambitious action against climate change. However, in the long term, the Lisbon Strategy might be better served by an EU energy tax than the EU ETS. Since the amount of investment necessary to attain the goals set by this strategy requires price certainty which the EU ETS is unable to provide. The way to take in the future might be a stringent cap-and-trade system in the medium term gradually replaced by a tax, with cap-and-trade being phased down and the carbon tax phased up.

Claudia Dias Soares

Assistant Professor, Law School and Business School,
Portuguese Catholic University.



A Indispensabilidade de Novos Instrumentos Financeiros na Reorganização da Indústria Energética

Resumo

As questões da energia têm marcado a vida económica mundial e realidade sectorial está a ser alvo de importantes reconfigurações. O objectivo primordial da reorganização da indústria da electricidade tem sido promover a concorrência em segmentos onde a sua inclusão é desejada, limitar o resultado da indústria decorrente de monopólio regulado e introduzir novos mecanismos de regulação para os segmentos monopolistas residuais, com a finalidade de diminuir custos e permitir preços eficientes. Consequentemente, as características específicas desta mercadoria tornam urgente o desenvolvimento de adequados instrumentos financeiros que colmatem os riscos financeiros emergentes, sobretudo porque a electricidade passou a ser negociada em bolsa, com regras muito similares à de outra qualquer *commodity*.

1. Introdução

Estamos perante uma época marcante da reorganização da indústria da electricidade, tanto a nível nacional como internacional. Partilhamos o ponto de vista de Stoffaës (1999) que considera a energia eléctrica a indústria por excelência do século XX, e XXI, acrescentamos nós, apontando duas razões fundamentais: primeiro, pela revolução que as tecnologias oriundas da electricidade provocaram na indústria, na sociedade e no modo de vida dos cidadãos; depois, porque a organização industrial e o regime jurídico do sector eléctrico constituem um marco político-ideológico de cada época. Pode mesmo acrescentar-se que a leitura da sua evolução acompanha os grandes debates sociais e políticos. Neste trabalho pretendemos estudar os principais determinantes da transformação da indústria da electricidade e as consequências daí resultantes. Colocamos especial enfoque em aspectos económicos e financeiros sectoriais, bem como na necessidade de criação de novos instrumentos financeiros passíveis de ser empregues pelas empresas, face aos variados riscos que agora despontam¹.

2. Fundamentos da transformação industrial

Os sectores cuja actividade assenta em infra-estruturas de rede (*network utilities*), como os transportes (aéreos, ferroviários ou postais), as telecomunicações, a água, o saneamento básico e a energia (electricidade e gás) são aqueles em que tradicionalmente se tem constatado forte influência governamental, manifestada por abundante regulamentação,

¹ Algumas partes deste trabalho seguem de perto Silva (2007), onde os tópicos em análise estão estudados com maior profundidade.

ou mesmo por propriedade do Estado. No passado estes sectores foram considerados adequados à intervenção estatal, a fim de colmatar eventuais falhas de mercado. Nos últimos 25 anos tal situação inverteu-se, tendo-se desenvolvido tendências de liberalização, desregulação e privatização dos sectores de serviço público. O objectivo primordial destas iniciativas reformistas tem sido promover a concorrência em segmentos horizontais daqueles sectores, limitar o resultado da indústria decorrente de monopólio regulado e introduzir novos mecanismos de regulação para os segmentos monopolistas residuais, com a finalidade de diminuir custos e permitir preços eficientes.

A evolução do pensamento económico acompanhou esse processo, facilitando a propagação de novos princípios comuns. Desde os anos sessenta, em especial com os trabalhos de Averch e Johnson (1962) e Demsetz (1968), tem-se vindo a questionar o modelo de regulação das indústrias de rede e a eficácia dos monopólios na afectação de recursos. Progressivamente, foi-se estabelecendo consenso preconizando a introdução de um certo grau de concorrência, de que muitas das etapas haviam já sido antecipadas por Joskow e Schmalensee (1983).

Tem-se colocado grande ênfase em aspectos da estrutura e da organização industrial, da regulação e do modo de introdução da concorrência nas indústrias tradicionalmente monopolistas. Todavia, o consenso tem sido alcançado a ritmos diferentes, consoante os sectores económicos: mais rápidos nas telecomunicações e transportes (aéreos e ferroviários), mais lentos no sector eléctrico. Em particular, ao nível da União Europeia foi necessário mais de uma década de debates e polémicas sobre a aplicação do Acto Único neste sector, até se alcançar a Directiva 96/92/EC sobre o mercado integrado e concorrencial da electricidade, posteriormente revogada pela Directiva 2003/54/EC de 26 Junho. As resistências ao processo de desregulação do sector eléctrico têm sido mais fortes do que as sentidas noutras indústrias. Vários foram os factores primordiais de mudança que contestaram as formas tradicionais de organização do sector eléctrico, assentes na existência de monopólio integrado produção-transporte na quase totalidade dos casos, não raras vezes complementado por um monopólio de distribuição a nível local ou regional. Neste sector são também patentes significativas ineficiências económicas, além de importantes diferenças de preços entre os Estados Unidos da América, a União Europeia e o Japão, que afectam o interesse pela reestruturação da indústria da electricidade.

Afirmar que o sector eléctrico está a ser liberalizado, *tout court*, revela uma visão simplista do processo, pois a concorrência apenas pode ser introduzida nalguns dos seus segmentos. A estrutura industrial resultante combina uma mistura de actividades concorrenciais e de actividades monopolistas reguladas. Esta realidade, em conjunto com características técnicas específicas da energia eléctrica, constitui a razão por que os mercados da electricidade funcionam de modo diverso dos outros.

O termo liberalização é mesmo um eufemismo, ao menos no caso do sector eléctrico, já que a passagem da regulação directa de um monopólio verticalmente integrado para um mercado híbrido tem representado, por via de regra, um fortalecimento, mais do que uma redução, do aparelho regulatório. Dado o profundo valor económico e social inerente ao abastecimento certo e seguro de electricidade, torna-se indispensável compreender a dinâmica específica dos respectivos mercados para que o seu desenho seja adequadamente traçado.

Toda esta reestruturação conduziu à criação de mercados grossistas e à mercantilização da electricidade tornando-a num bem (*commodity*) de manuseamento similar ao do carvão ou do ouro, e portanto ideal para negociar. No entanto, no seio das *commodities*, a electricidade tem-se revelado a mais problemática devido à sua natureza não-armazenável (pelo menos de modo eficiente em termos económicos). A impossibilidade de recorrer a stocks

sempre que ocorram flutuações imprevistas da procura impede a troca de electricidade em momentos distintos do tempo e é, em última instância, responsável pelo comportamento complexo e volátil que o seu preço exhibe, com irrefutáveis consequências no processo de investimento em capacidade produtiva. Segundo a teoria das finanças empresariais, um projecto de investimento deve ser aceite sempre que o seu valor actualizado líquido seja positivo. Também a teoria neoclássica do investimento presente na literatura económica se baseia nesta regra. Porém, para que ela seja eficaz, tornam-se necessários alguns pressupostos, como o projecto ser completamente reversível, ou revestir uma oportunidade de «agora ou nunca». Para além disso, o seu valor deve ser totalmente independente de quaisquer variáveis observáveis que evoluam no tempo. Todavia, na maioria dos casos concretos, os investimentos deparam-se com oportunidades irreversíveis, pelo menos parcialmente, e podem ser adiados até se obterem informações adicionais sobre alguns factores de incerteza que afectam o seu valor. Sob tais condições, a decisão correcta envolverá comparar o valor de investir «hoje» com o valor de investir em todos os possíveis momentos futuros. Por ignorar esta comparação de alternativas mutuamente exclusivas, a relevância da teoria tradicional tem sido questionada. À medida que a concorrência e a volatilidade prevalecem nos mercados, os agentes económicos necessitam de estabelecer programas de gestão de risco assentes em novos instrumentos financeiros.

O mercado europeu da electricidade tem vindo a ser liberalizado fruto da pressão exercida pela Directiva 2003/54/CE, que define as regras comuns para a geração, transmissão e distribuição da electricidade. Mais recentemente, a Comissão Europeia apresentou, no dia 19 de Setembro de 2007, um terceiro pacote de propostas legislativas para o sector energético, que promove a sustentabilidade, estimulando a eficiência energética e garantindo que mesmo as empresas de menor dimensão, por exemplo as que invistam em energias renováveis, possam ter acesso ao mercado da energia².

Genericamente, diferentes abordagens à reforma da indústria da electricidade são possíveis, dependendo das actividades liberalizadas (produção e comercialização), do modo como as não liberalizadas (transporte e distribuição) são reguladas e dos agentes autorizados a participar nos diversos mercados. Todavia, na prática, constata-se uma convergência crescente no processo de reestruturação dos mercados da electricidade na zona da OCDE (Hogan, 2002).

Neste sentido, as reformas mais recentes comungam dos atributos seguintes:

- rápida introdução da possibilidade de escolha para todos os consumidores;
- obrigação de possibilitar o acesso de modo não discriminatório de terceiros às redes de transporte e distribuição;
- independência da actividade de transmissão;
- liberalização do comércio da electricidade, com o intuito de que esta seja negociada através de troca organizada e numa base bilateral.

No contexto da concorrência no mercado grossista fruto da conjugação destes quatro itens, as transacções entre produtores, utilizadores finais e uma variedade de intermediários, tais como retalhistas, *power exchanges* ou *pools* (mercados organizados para efectuar

² Este pacote é constituído pelos seguintes documentos: Regras comuns para o mercado interno da electricidade COM (2007); Proposta de Directiva do Parlamento Europeu e do Conselho, que altera a Directiva (CE) 2003/54 do Parlamento Europeu e do Conselho de 26 de Junho de 2003; Condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de electricidade COM (2007); Proposta de Regulamento do Parlamento Europeu e do Conselho que altera o Regulamento (CE) n.º 1228/2003 relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de electricidade disponíveis em http://ec.europa.eu/energy/electricity/package_2007/index_en.htm.

trocas de electricidade) e corretores, são realizadas livremente (sujeitas às restrições físicas impostas pela rede). Assim, do lado da procura, os clientes finais escolhem livremente o fornecedor e negociam os seus contratos; do lado da oferta, os produtores podem vender electricidade a qualquer participante no mercado.

3. Unir ou fragmentar?

Não obstante o propósito unificador da Directiva 2003/54/CE, é patente a falta de abordagens harmonizadoras direccionadas para questões como o desenho e as regras dos mercados grossistas de curto prazo, a gestão das restrições nas interligações internacionais e aspectos referentes a investimentos de longo prazo em produção e transmissão de electricidade. Enquanto a Directiva se centra na formação de um mercado único da electricidade pan-europeu, o processo de reestruturação tem dado lugar a diversos mercados fragmentados, cada um com um diferente grau de liberalização, e desenhados segundo princípios e normas diversas. Os diferentes mercados europeus de electricidade têm estado a abrir-se à concorrência com velocidade espantosa nalguns casos (Reino Unido e Países nórdicos) e mais lentamente noutros (França e Itália), o que cria oportunidades preciosas, bem como desafios atraentes, tanto para as empresas dominantes já instaladas como para as recém-entradas.

A concorrência já começou a expor as empresas dominantes do sector a pressões intensas para reduzir custos, reexaminar estratégias, reavaliar o papel no hodierno mercado e olhar além-fronteiras em busca de oportunidades renovadas. Nos últimos anos tem sido patente o acelerar de fusões, alianças estratégicas e investimentos entre países, sendo natural que esta orientação se acentue. Existe uma tendência para a criação de empresas *multiutilities* que congreguem em simultâneo actividades de electricidade, água, gás e telecomunicações, entre outras.

Muitos dos desafios para a liberalização da indústria da electricidade europeia emergem da tensão entre a soberania nacional que cada Estado-Membro pretende exhibir sobre esta indústria tão importante e as aspirações federalistas combinadas com um desejo tecnocrático de despolitizar de forma linear um assunto económico desta natureza.

Os casos de organização analisados confirmam a ideia de que uma parte da diversidade das reformas do sector eléctrico provém dos diferentes objectivos do lado da «procura» da reestruturação, nomeadamente devido à anterior variedade das formas de organização industrial do sector. Outra parte da diversidade pode ser atribuída às diferenças do lado da «oferta» da reestruturação e assenta na multiplicidade de instituições que empreendem a reforma. Esta pluralidade de reestruturações pode retratar uma oportunidade e motivação para a investigação económica que frequentemente se defronta com a impossibilidade de experimentar soluções concretas para provar raciocínios alternativos. No entanto, em virtude da complexidade dos diferentes modelos de reestruturação (Hunt, 2002), da impossibilidade de os comparar exaustivamente a partir da teoria económica (Wolak, 1997) ou de os simular com precisão num computador (Stoft, 2002), as ligações entre as características económicas e a sua práxis foram permanecendo imperfeitamente conhecidas (Glachant, 2003). Para melhor compreender as ligações entre a eficácia e as características do *design* industrial é preciso aceitar a variedade organizacional como um dos dados objectivos a analisar, em vez de a ignorar e encarar como um erro manifesto de concepção. É também importante não esquecer a falta de permanência dos desempenhos no seio das diferentes fases do ciclo muito longo das reestruturações do sector eléctrico.

Persiste assim um número de questões críticas condicionantes do sucesso das empresas e dos países, a seguir elencadas.

i. Irão todos os consumidores ganhar com a baixa de preços prevista com a introdução da concorrência ou serão uns beneficiados em detrimento de outros?

ii. Serão duradouras as baixas de preços ou voltarão estes gradualmente a subir, uma vez consolidada a concorrência e excedida a capacidade instalada corrente?

iii. Qual será o estatuto de empresas estatais gigantes, como a francesa EDF ou a italiana ENEL?

iv. Ir-se-á manter o ritmo de fusões e aquisições entre países ou irá abrandar fruto da pressão das autoridades anticartel europeias?

v. Quantas bolsas de energia irão sobreviver no futuro Mercado Interno Europeu?

vi. Que oportunidades e ameaças provirão dos agressivos concorrentes americanos que ambicionam ocupar um lugar de destaque na Europa?

vii. Poderão países como a Suíça, não membros da UE (União Europeia), continuar de fora ou serão forçados a integrar-se?

viii. Como serão abordadas questões sobre o ambiente, as energias renováveis e outros assuntos de cariz social no novo mercado liberalizado?

A evolução recente dos mercados sugere que será a diversidade, que não a uniformidade, a tônica dominante nos próximos anos e que as diferenças entre os países subsistirão. Alguns observadores do processo, como Bergman (2003), postularam que o futuro será a coexistência de diversos blocos regionais interligados fisicamente de forma restrita, ao invés do mercado unificador pretendido na gênese do processo de liberalização. Os mercados liberalizados introduzem um maior nível de risco que os participantes terão de saber gerir a nível financeiro, regulatório ou político. Certas resistências à mudança têm sido sentidas tanto por parte de grupos de pressão industrial, como por causa de interesses políticos dos países.

A crise da Califórnia e a falência da Enron vieram dar força aos mais temerosos da liberalização e despertaram receios de que um mercado concorrencial possa ser politicamente insustentável, pelo menos sem um delineamento e regulação cuidadosos.

A experiência vivida na Europa e na América do Norte sugere que existem várias condições para que uma liberalização dos mercados da electricidade e do gás seja bem sucedida.

Uma primeira condição para um mercado grossista ser competitivo exige que os distribuidores potenciais tenham acesso ao sistema de transmissão, de forma a alcançar os clientes. Newbery e Pollit (1997) argumentam que esta condição é alcançada com a separação da propriedade das actividades de transmissão e produção (não apenas a separação contabilística), senão confronte-se o sucesso desta estratégia em Inglaterra e Gales com o fracasso da privatização na Escócia, que deixou inalteradas as duas empresas dominantes verticalmente integradas. Num mercado multinacional, como o europeu, esta circunstância requer que distribuidores, negociadores e consumidores possam angariar parceiros de negócios dentro e fora dos respectivos países. Outra condição diz respeito à segurança da oferta. No que se refere à electricidade, é necessário que a rede de infra-estrutura seja adequada, que exista capacidade de produção suficiente e que haja segurança no abastecimento dos combustíveis primários (gás, carvão, petróleo, etc.).

Por último, é imprescindível um apropriado plano do aparelho regulatório dos mercados das *utilities* liberalizadas. Esta condição é menos óbvia e pode até parecer paradoxal, sendo ignorada por vários países.

Em suma, a liberalização, se apenas acompanhada da livre escolha do consumidor final e de uma reestruturação branda, não se traduz de imediato na existência de um mercado concorrencial. São necessárias, além de um rigoroso desenho do mercado, a criação de regras, a constituição de instituições reguladoras e de formas de negócio e a imprescindível monitorização do próprio mercado, dadas as formas de abuso do poder que se têm vindo a

verificar (casos da Califórnia, de Inglaterra e Gales e de Espanha). Concluindo, «liberalizar» é diferente de «criar um mercado da electricidade concorrencial».

Estas questões que nos parecem determinantes para os processos de liberalização e de re-regulação do mercado de electricidade constituem um desafio para todos os intervenientes nesta indústria.

A seguir focamos nalguns aspectos fundamentais inerentes à criação de um mercado eléctrico concorrencial.

4. Segurança do fornecimento e serviço público

No que respeita às fontes de energia primárias, a União Europeia está fortemente dependente das importações. O Livro Verde de 2000 da Comissão relativo à segurança do abastecimento pôs em evidência a fragilidade estrutural do abastecimento energético da UE e alertou para o aumento da dependência das importações. A situação é particularmente preocupante no que respeita ao gás. No caso da electricidade, a UE poderá continuar a recorrer parcialmente a fontes internas, incluindo as renováveis, e a combustíveis para os quais existe um mercado mundial diversificado (carvão e urânio).

A segurança do abastecimento é um factor determinante da actividade económica e da independência política. Em situações de bom funcionamento do mercado, em que a oferta e os preços sejam aceitáveis, os riscos da dependência energética tornam-se negligenciáveis. Devido ao carácter não-armazenável da electricidade, oferta e procura requerem um contínuo e equilibrado confronto. Num sistema interligado, falhas locais de encontro entre oferta e procura podem conduzir a cargas excessivas em grandes áreas, a menos que existam sistemas de segurança fiáveis que limitem a extensão de tais desequilíbrios (veja-se Stoff, 2002, para alguns exemplos).

No antigo modelo sectorial a oferta de energia estava verticalmente integrada (principalmente produção e transporte) e sob controlo centralizado. O Operador do Sistema não só controlava o despacho, como também o investimento em produção e transporte. Assegurava ainda uma margem de reserva adequada, quer na sua área de controlo, quer através de contratos de longo prazo com jurisdições adjacentes. Com a Directiva Comunitária deixou de existir uma forma automática de assegurar a adequação da reserva, o que provocou uma grande mudança em termos de transferência de responsabilidades e se revestiu como um desafio para os Estados-Membros. A questão da segurança do abastecimento de energia eléctrica tornou-se por conseguinte um tópico de acesa discussão, seja em termos políticos, seja em atitudes de investigação.

Em Julho de 2007 todos os consumidores passaram a ser elegíveis e a dispor da possibilidade de seleccionar os fornecedores de electricidade que fossem mais competitivos. Neste contexto é importante que a abertura do mercado ofereça aos clientes o mesmo grau de fiabilidade no que toca ao fornecimento de electricidade e pelo menos o mesmo grau de transparência e compreensibilidade da forma como lhes é cobrado este serviço, tenham ou não decidido mudar de fornecedor. Do mesmo modo, no que respeita às disposições das directivas relativas à rotulagem das fontes de energia, os Estados-Membros terão de assegurar uma boa aplicação destes requisitos para que os consumidores possam fazer uma escolha esclarecida. Para além de garantir o cumprimento das condições impostas por estas directivas, outra preocupação principal da Comissão Europeia é que as obrigações de serviço público não resultem na distorção dos mercados e ofereçam aos fornecedores igualdade de acesso aos clientes.

Ainda que as companhias de electricidade tenham reduzido a capacidade excedentária disponível em resposta à introdução da concorrência no sector, a adequação da electrici-

dade na União Europeia tem vindo a desenvolver-se satisfatoriamente desde a abertura do mercado (CE, 2005). Colheram-se ensinamentos das dificuldades causadas pela onda de calor do Verão de 2003 e apesar de no Verão de 2005 se ter mais uma vez assistido a um pico de procura nalguns países da Europa do Sul, tal facto não causou problemas de maior no abastecimento. Aguardava-se então que o Parlamento e o Conselho aprovassem uma directiva sobre a segurança do aprovisionamento e o desenvolvimento das infra-estruturas de electricidade, a ser transposta até ao final de 2007, nos termos da qual os Estados-Membros deveriam criar um quadro regulamentar fiável que conduzisse a novos investimentos, quer na produção, quer em infra-estruturas eléctricas.

5. Poder de mercado e melhoria das interligações

A capacidade de manipular unilateralmente os preços, definida como poder de mercado, é um assunto que tem continuado a merecer progressiva atenção. A título de exemplo, no quadro seguinte são apresentados valores de quotas de mercado e do índice *HHI* de Hirschman-Herfindahl relativos a alguns países europeus.

Concentração de mercado em países europeus segundo o índice *HHI*, em 2001

País	Maior produtor	Quota de mercado*	HHI
Reino Unido	British Energy	15%	529
Holanda	EPZ	20%	1299
Alemanha	RWE	28%	1509
Áustria	Vorbund	48%	2417
Espanha	Endesa	44%	3082
Itália	ENEL	65%	4290
Bélgica	Electrabel	86%	7396
França	EDF	88%	7757

* Tendo por base a capacidade instalada

Fonte: Relatórios das empresas

Muito embora as medidas de concentração possam ser bons indicadores, não são suficientes para identificar o eventual poder de mercado. Os tradicionais testes que aferem este poder são susceptíveis de ser erroneamente transpostos para o mercado da electricidade, por esta não ser armazenável e a elasticidade residual da procura com que um produtor se depara poder variar, num espaço de poucas horas, desde um valor tendencialmente infinito (se existirem adequado excedente de capacidade e poucos constrangimentos na rede de transporte) até um valor praticamente nulo (se o mercado se encontrar fragmentado por sérias restrições na transmissão e existir escassez da capacidade de produção). Assim, a definição do mercado pode tornar-se problemática, mas é crucial para a aferição do nível de concentração e averiguação das suas implicações.

A grandeza da quota de mercado pode variar hora a hora em função das restrições da rede de transporte: por exemplo, uma quota de 40% num dado país pode não conferir grande poder de mercado se esse país estiver largamente interligado a fornecedores independentes; pelo contrário, ma quota de 20% pode conduzir a um forte poder de mercado caso se esteja numa situação de grande constrangimento nas interligações.

Tanto observadores externos (Bergman *et al.*, 1999) como a Comissão Europeia defendem um aumento da capacidade de interligação entre os países como forma de combater o poder de mercado nacional e a discrepância de preços na Europa, aumento esse que provocará a breve trecho melhoria do nível de segurança do sistema, um despacho mais

eficiente e a diminuição do poder de mercado. Se os produtores de um dado país puderem vender energia para outro com um risco menor, beneficiarão da integração tanto a nível da produção (protegendo-se contra variações de preços no mercado *spot* local), como da distribuição. Todavia, segundo Gilbert *et al.* (2004), a propriedade além-fronteiras tende a ampliar o poder de mercado, a menos que as regras de mercado sejam cuidadosamente delineadas tendo em conta que as entidades reguladoras nacionais terão seguramente mais dificuldade em acompanhar empresas com actividades relevantes fora da sua jurisdição.

Outra questão pertinente pode ser suscitada, a saber: os riscos de longo prazo na segurança de abastecimento tenderão a aumentar ou a diminuir com a melhoria das interligações? Num sistema interligado, a capacidade de reserva torna-se um bem público, salvo se o valor do acréscimo de segurança não for adequadamente cobrado aos consumidores: quanto mais abrangente a interligação, mais vasta a área que pode ser servida pela capacidade de reserva. A interligação pode retardar a chegada do momento em que as margens de reserva deixarão de estar em excesso, como tem acontecido na UE, para passarem a exibir níveis eficientes. Todavia, quando tal ocorrer, as falhas de energia passarão a sentir-se em largas regiões da Europa e não apenas a nível local.

6. Capacidade de produção e novos investimentos

A crise da Califórnia e os diversos apagões sentidos na Europa no Verão de 2003 evidenciaram que a liberalização requer margens de reserva adequadas e um número suficiente de produtores a concorrerem no mesmo mercado. Na actualidade vem existindo uma margem excedente de capacidade na Europa, embora a diminuir rapidamente, em resposta à baixa de preços. É legítimo neste contexto que os Estados-Membros se preocupem com uma eventual redução da qualidade do serviço e da segurança do abastecimento, caso medidas activas não sejam tomadas no sentido de obviar o subinvestimento. O problema central reside na tensão entre a estrutura do mercado e a adequação do nível de investimento. Sem instrumentos de cobertura, a indústria de produção de electricidade pode considerar insuportável o nível de risco de investimentos a longo prazo, manifestando-se tendência para que os preços se tornem extremamente voláteis.

Da análise do desempenho das diferentes experiências internacionais resulta claro que a existência de legislação nacional, federal ou comunitária não é, só por si, garante de concorrência. Não há experiência de que a concorrência possa emergir espontaneamente, mas uma regulação decidida pode combater e ajudar a ultrapassar barreiras estruturais que se lhe ponham. No entanto, esta busca da concorrência sentida a nível global não está isenta de riscos: se demasiado agressiva, pode tornar-se muito dispendiosa e nem sempre é com facilidade aceite pelos trabalhadores da indústria e leva os investidores a ter de fazer face a novos desafios para os quais muitas vezes não estão preparados.

O confronto entre o desejo de eficiência e concorrência nos mercados retalhistas e grossistas e a vontade de implementar investimentos correctos a longo prazo que garantam a segurança do abastecimento levanta uma questão central no processo de liberalização da energia. Neste contexto, a necessidade da liberalização simultânea do gás assume especial relevância. A inovação tecnológica incrementa cada vez mais a probabilidade de escolha adequada de formas mais eficientes e menos dispendiosas de tecnologias de produção. Assim, as novas turbinas de ciclo combinado a gás natural, de pequena escala e com um período construtivo mais apelativo para a aceleração dos negócios deste sector, tornam a entrada mais contestável na actividade de produção. De um modo geral, liberalizar o mercado da electricidade cria um risco de mercado ao nível grossista, antigamente inexistente numa indústria verticalmente integrada. Preços grossistas baixos transferem benefícios para

os consumidores em detrimento do lucro dos produtores, e vice-versa. A resposta natural a este novo tipo de risco é a criação de instrumentos de cobertura de risco (*hedging*) e a sua partilha entre produtores e consumidores. Muitos mercados englobam um leque de contratos financeiros, incluindo os contratos de futuros muito líquidos, para cobertura da volatilidade dos mercados *spot* (à vista).

Muitas mercadorias são homogêneas e armazenáveis, movimentando-se sem grande dificuldade entre mercados, facilitando a emergência de contratos líquidos e padronizados. Não obstante a electricidade ser uma mercadoria homogênea (os electrões são todos iguais...), a sua condição não-armazenável leva, como já foi salientado, a variações substanciais e instantâneas do seu valor. Daí a electricidade comportar-se como produto diferente em sucessivas sessões de bolsa (em cada meia hora, no caso inglês, ou de hora a hora no caso ibérico). Os contratos tornam-se mais personalizados, têm custos de transacção mais elevados e revelam poucas hipóteses de normalização, originando mercados que são de muito curto prazo (do dia anterior, *day ahead*), restritos a poucos contratos *standard* ou muito ilíquidos. Enquanto os mercados de futuros de outras mercadorias apresentam volumes de transacções muito superiores aos valores da entrega do bem, a transacção de contratos de electricidade raramente ultrapassa 10% da entrega (Newbery, 2002).

Os mercados descentralizados de electricidade enfrentam deste modo obstáculos consideráveis ao ambicionarem cobrir o risco e encorajar o investimento. Talvez a maior incerteza em relação às decisões de investir se refira ao tratamento a dar às energias renováveis. Caso a Europa introduza um imposto para o carvão, investimentos em energia eólica e em turbinas a ciclo combinado podem ser estimulados. Todavia, a questão central é que a incerteza aumenta o valor da opção de adiar investimentos irreversíveis e irrecuperáveis, de que a produção de electricidade é um exemplo notório.

Neste âmbito, têm sido desenvolvidas novas metodologias de análise de projectos de investimento mais adequadas para lidar com questões de incerteza, irreversibilidade, flexibilidade e interacções estratégicas.

Nos últimos trinta anos os mercados de energia foram conhecendo sucessivas formas de reestruturação devido aos choques petrolíferos e às vagas de abertura à concorrência dos sectores da electricidade e também do gás. Os sistemas monopolistas agiam segundo um critério de tempo dilatado em que o objectivo residia essencialmente na satisfação quantitativa da procura. O investimento era regido por previsões de longo prazo referentes às necessidades das populações, sendo nalguns casos directamente comandado pelo Estado.

A questão da tomada de decisão de investir pelos operadores sujeitos à concorrência é crucial para a perenidade dos mercados liberalizados e sobretudo para que o objectivo de uma maior eficiência seja atingido.

Em Gestão, o investimento é considerado como uma decisão financeira na qual a empresa compromete fundos no presente sob formas diversas com o objectivo de gerar *cash flows* futuros (Damodaran, 1997). Dixit e Pindyck (1994) insistem no seu carácter irreversível (pelo menos em parte), que o distingue de uma simples aplicação no mercado financeiro, e referem diversas formas que pode revestir (material, imaterial ou financeiro), enfatizando que envolve uma atitude sobre o futuro, o que lhe confere o carácter de uma decisão com risco.

Em matéria de investimento e de política tarifária a desregulação representa uma verdadeira revolução. Durante a segunda metade do século vinte os sistemas eléctricos monopolistas foram sendo construídos segundo uma lógica de planificação fundada em previsões de procura a longo prazo. O arranque da actividade de unidades de produção e de linhas de transporte era coordenado de maneira centralizada, facilitando assim a optimização das infra-estruturas. Além disso, o sector eléctrico participava directamente na escolha da política de energia: segurança de abastecimento e independência energética.

A estrutura de produção é fortemente influenciada pelas dotações dos países em energias primárias. Em França, o parque nuclear é o resultado de uma vontade de colmatar a escassez de recursos em energia fóssil e de reduzir a dependência dos hidrocarbonetos. Algumas décadas antes, as barragens construídas nos Alpes foram os primeiros grandes investimentos eléctricos que permitiram explorar o significativo potencial hidráulico do maciço montanhoso francês. A Alemanha e a Espanha desenvolveram um sistema em torno de centrais a carvão, de modo a explorar a produção local. E se a Inglaterra e Gales puderam passar do carvão ao gás foi sobretudo devido à descoberta de importantes reservas no mar nórdico britânico. Por conseguinte, até ao presente tem-se constatado que as dotações em recursos naturais constituem uma forte, quando não a principal, condicionante no que respeita às opções sobre técnicas de produção de electricidade. Porém, o progresso obtido com as turbinas a gás e a reorganização do mercado do gás natural provocaram uma inversão da tendência. Muito embora a maioria dos países europeus seja dele grande importadora, os projectos de investimento em curso vivem regra geral a partir do gás natural. Se não existirem infra-estruturas de aprovisionamento esta lacuna vai agravar a dependência energética da Europa e fazê-la enfrentar um novo risco, o da evolução do preço do gás. Também por estas razões, desde a abertura à concorrência, o Estado se vem desprendendo das funções de planificador para se concentrar na regulação, procurando pôr em marcha um sistema regulamentar que permita um desenvolvimento harmonioso da concorrência, e vem emitindo sinais que incitam os operadores a tomar decisões que vão de encontro ao interesse colectivo. Como salienta Hogan (2002), a melhoria do funcionamento dos mercados assenta na convicção de que os agentes respondem aos estímulos. A política energética é assim exercida de maneira indirecta, influenciando a escolha dos operadores, sem no entanto ser imposta, tendo por princípio que os sinais devem ser prioritariamente enviados pelo mercado. Isto implica que a acção dos poderes públicos deve conduzir a um sistema aberto que revele todo um conjunto de dados, como o impacto ambiental das diferentes técnicas de produção, os problemas de dependência energética, os problemas de congestionamento e segurança do abastecimento, ou ainda a antecipação das necessidades futuras dos consumidores.

Estas preocupações devem poder ser valorizadas economicamente, o que tem estimulado o objectivo da criação de um conjunto de mercados complementares, incluindo bolsas de electricidade, bolsas de gás, mercados de direitos de emissão e mercados de capacidades de transporte que permitem levar os agentes a escolhas eficientes, via um adequado sistema de preços. Esta multiplicidade de mercados participa na resolução do problema da imperfeição dos mercados eléctricos, sem a qual não é teoricamente possível obter um equilíbrio concorrencial no seio da concorrência perfeita.

Reconhece-se que os processos de re-regulação devem ser progressivamente adaptados em função do comportamento dos agentes. A qualidade dos estímulos produzidos apenas pode ser julgada pela experiência vivida, não obstante o risco de ocorrerem crises, uma vez que as disfunções podem ser identificadas demasiado tarde, como se passou no caso da Califórnia. A satisfação das missões de interesse geral e a protecção dos consumidores mais vulneráveis, desígnios *a priori* em contradição com uma organização exclusivamente concorrencial, tornam-se igualmente mais difíceis de pôr em prática.

7. Mercantilização e curto prazo nos mercados da electricidade

A metamorfose da indústria eléctrica em mercado financeiro apresenta duas facetas: de um lado, o recuo do Estado traduz-se em aumento de poder dos accionistas privados, isto é, na cotação das empresas nos mercados bolsistas; de outro, observa-se que a criação

de bolsas de electricidade (*power exchanges* ou *pools*) conduz ao aperfeiçoamento de dispositivos financeiros no negócio (mercados *spot*, produtos derivados, como futuros, opções, etc.). Um caso de estudo elucidativo a este respeito é, uma vez mais, a experiência da Enron, em que os dirigentes, directamente interessados na cotação bolsista da empresa, sucumbiram à nova economia e encetaram um frenesim de compras que se revelaram depois catastróficas.

O desenvolvimento da propriedade privada privilegia os investimentos financeiros e os projectos mais simples, sobretudo os de curto prazo. O investimento em capacidade não é a preocupação central dos operadores que pretendem atingir rapidamente uma dimensão que lhes permita proteger-se contra o risco de uma OPA e adquirir os activos mais interessantes em mercados estrangeiros (atente-se no crescimento da EDP, fruto de aquisições no Brasil e nos Estados Unidos da América).

A ampliação das bolsas de electricidade, e também das de gás, permitem novas possibilidades de comportamentos especulativos. Os agentes entram no segmento do *trading* associando-se vulgarmente a especialistas de negócio (em geral, instituições bancárias) e marcando presença no maior número possível de mercados complementares, a fim de dilatar a sua capacidade de arbitragem. Nestes mercados, a volatilidade traz rendibilidade, donde os operadores terem interesse em fomentá-la, para a explorar.

É por esta ordem de razões que os projectos implementados e relacionados com a especulação se inserem geralmente numa lógica de curto prazo, pois por um lado exploram rapidamente os picos de preços e, por outro, se torna difícil medir a probabilidade da estrutura de preços perdurar.

Os projectos de grande dimensão são fortemente penalizados pelos custos fixos e pela significativa incerteza dos preços futuros. Além disso, quanto mais se inserem no longo prazo, mais se sujeitam a riscos como:

i. a *incerteza tecnológica* – é possível que uma técnica de melhor desempenho surja e precipite a obsolescência de uma tecnologia seleccionada;

ii. a *incerteza política* – uma técnica julgada hoje adequada pode ser amanhã condenada por força do desenlace de guerras no Médio Oriente e no Golfo Pérsico que porão em causa os negócios do petróleo, e ainda por razões de natureza ambiental.

A lógica inicial defendida pela Comissão Europeia consistia em favorecer a concorrência em confiança, isto é, permitir aos consumidores escolher o seu fornecedor, o que era suposto suscitar estratégias de baixa de preços e de custos. Porém, o princípio do desenvolvimento das bolsas de electricidade não era explicitamente evocado.

Ora, nos mercados britânico e californiano, por exemplo, a concorrência foi primeiro introduzida a montante, directamente entre os produtores via a criação de mercados obrigatórios, interfaces sistemáticos entre produção e consumo assente no anonimato.

Neste quadro, admite-se que o preço seja a resultante do equilíbrio entre a oferta e a procura. Todavia, tal não é correcto quando um operador detém o poder de influenciar os preços, como é geralmente o caso em períodos de baixo consumo. Mas como a electricidade (bem de primeira necessidade) não é armazenável, esta característica propicia picos de preços aquando da procura de ponta, o que implica elasticidade muito fraca do preço da procura de curto prazo. Como consequência, qualquer problema de racionamento se traduz numa subida dos preços, o que torna muito rentável a carência. É por esta razão que decisões, sobretudo respeitantes a unidades de produção de ponta, têm por fim explorar os picos de preços.

A fim de impedir que os produtores invistam somente em unidades de ponta, o que enviesaria o parque de produção para centrais de ponta, impõe-se reduzir a incerteza.

A solução tradicionalmente adoptada nos mercados energéticos, nomeadamente nos de gás, passa pelo estabelecimento de contratos a longo prazo que garantam as saídas a partir da implementação dos projectos de investimento.

8. Novos riscos de económicos e financeiros

A crise da Califórnia, o colapso da Enron e os diversos apagões sentidos na Europa no Verão de 2003 evidenciaram que é crescente a complexidade dos desafios que se colocam aos investidores no sector energético, nomeadamente, que a liberalização requer margens de reserva adequadas e um número suficiente de produtores a concorrerem no mesmo mercado.

Existe, ainda, uma margem excedente de capacidade na Europa, embora a diminuir rapidamente, em resposta à baixa de preços. É legítimo neste contexto que os Estados-Membros se preocupem com uma eventual redução da qualidade de serviço e de segurança do abastecimento, caso medidas activas não sejam tomadas no sentido de obviar o subinvestimento.

O problema central reside na tensão entre estrutura de mercado e adequação do nível de investimento. Sem instrumentos de cobertura, a indústria de produção de electricidade pode considerar insuportável o nível de risco dos investimentos a longo prazo, manifestando-se a tendência para que os preços se tornem extremamente voláteis.

Torna-se, entretanto, pertinente enumerar e estudar os principais factores de risco associados a este tipo de investimento antes de avaliarmos de forma empírica a volatilidade do preço da electricidade, factor primeiro de risco na tomada de decisão de investir.

• *O risco do preço de venda da electricidade*

É o primeiro dos riscos de um mercado liberalizado. Os preços da electricidade, extremamente voláteis e imprevisíveis em caso de sobrecapacidade, tendem a alinhar-se com o custo marginal de curto prazo, inferior ao custo marginal de longo prazo, que tem em conta o custo do reinvestimento em capacidade de produção. À estabilidade das receitas, uma das vantagens do sistema antigo, sucede agora a incerteza sobre os preços de venda, o que torna mais difícil a construção de cenários e a avaliação dos projectos de investimento. Se isolados, os contratos a longo prazo permitem preservar uma certa estabilidade, sob condição de não indexar os preços aos mercados spot.

• *O risco da incerteza regulatória*

A re-regulação, processo adaptativo que introduz uma lacuna crucial na compreensão do enquadramento a longo prazo por parte das empresas, implica consequências para as suas estratégias.

Esta incerteza assume tal significado que por vezes leva os governos a serem tentados a tomar decisões que visam proteger os interesses das suas empresas nacionais líderes, como foi o caso em 2001 em Espanha e Itália, que implementaram «leis anti-EDF» limitando os direitos das empresas públicas estrangeiras sobre os mercados domésticos. Tal incerteza repercute-se igualmente nas escolhas futuras respeitantes aos compromissos assumidos no quadro dos acordos de Quioto, cuja execução possibilita regulamentações anti-poliuição, taxas sobre os óxidos de azoto (NOx) ou põe mesmo em jogo os valores das tarifas de compra da electricidade «verde».

• *O risco do preço do combustível*

O desenvolvimento da produção de electricidade através do gás natural, tendência representativa dos mercados eléctricos no mundo, faz aumentar o risco sobre o preço dos

combustíveis das centrais. Este risco tem-se elevado de tal modo que se desenvolveram bolsas para o gás natural, inseridas no processo de liberalização do mercado do gás. Torna-se deste modo essencial para os operadores saberem gerir este risco, desenvolvendo capacidades de arbitragem (centrais de bioenergia) ou competências no sector do *trading*.

- *O risco climático*

Este foi um risco que sempre existiu, mas que poderá tornar-se mais importante com o desenvolvimento da electricidade «verde». Os parques eólicos estão naturalmente sujeitos à aleatoriedade climática (intensidade dos ventos), devendo os operadores dotar-se de sistemas de cobertura deste risco. Por outro lado, as perturbações climáticas e a multiplicação de catástrofes naturais que se têm vindo a presenciar potenciam o risco da ausência de tais sistemas de cobertura, por carência de recursos hidráulicos, picos excepcionais de calor ou de frio, destruição de linhas eléctricas, etc.. Daí que se presencie o surgimento progressivo de um mercado de derivados climáticos (os *weather derivatives* tiveram o seu grande impulso com a Enron).

- *O risco dos mercados financeiros*

A desregulação, acompanhada de uma vaga de privatizações, traduz-se num exercício vigoroso do poder dos accionistas nas escolhas estratégicas das empresas. Consequentemente, a questão da valorização bolsista das empresas tornou-se elemento fulcral nas escolhas dos gestores: trata-se de enviar adequados sinais para o mercado que, devido à sua essência, são desprovidos de criatividade em matéria de gestão e estão sujeitos a fenómenos de «moda». Este enviesamento pode ser agravado pelas *stock options* (opções sobre acções) que fazem interessar os quadros dirigentes de modo mais directo pela cotação bolsista das suas empresas. Como no caso Enron, este fenómeno pode conduzir a escolhas de elevado risco e fragilizar a empresa.

- *O risco de desaparecimento da empresa*

A desregulação reintroduz nos mercados eléctricos o darwinismo capitalista que aponta para que apenas os fortes subsistam, no sentido que J. Schumpeter (1975) apelidava de «destruição construtiva». O desaparecimento dos agentes menos eficientes inscreve-se na lógica da liberalização, podendo traduzir-se em falência ou, mais provavelmente, na absorção por outro concorrente. Este é um risco que aumenta para operadores de pequena dimensão, sobretudo com a chegada ao mercado de gigantes estrangeiros.

A incerteza e o risco, crescentes para as empresas, são-no também para os reguladores. Como se observou na falência da Enron, as autoridades de controlo encontram-se cada vez mais fragilizadas em relação às empresas, cada vez maiores, que se internacionalizam, diversificam e se tornam peritas na exploração de subtilidades de índole contabilística. A desregulação abre às empresas um amplo leque de possibilidades para explorar a capacidade de inovação financeira, enquanto aos recursos dos poderes públicos, limitados geográfica e materialmente, é quase impossível atingir um grau de conhecimento suficientemente apurado sobre as estratégias dos operadores, a fim de anteciparem em tempo oportuno o desvirtuamento do sistema aberto.

9. Conclusões

Sintetizando, a abertura dos mercados eléctricos à concorrência desperta uma indispensável viragem estratégica na atitude dos agentes económicos. As funções de produção e

de venda encontram-se desintegradas das de transporte e de distribuição e são utilizados novos mecanismos de transacção com o advento de sofisticadas ferramentas financeiras aplicadas ao negócio. As empresas cuja vocação inicial consistia em satisfazer uma procura bem definida transformam-se em organizações sobretudo viradas para o crescimento da rendibilidade. A desregulação anunciava que a procura do lucro conduziria as empresas a decisões consonantes com o interesse colectivo. Porém, com o desenvolvimento das bolsas de electricidade, as possibilidades de especulação e o aumento do risco tornam-se condicionantes das opções dos investidores. Daí a emergência da criação de novos instrumentos financeiros que possam estar ao alcance das empresas para se protegerem contra os novos riscos entretanto surgidos.

Patrícia Pereira da Silva

Professora Auxiliar da Faculdade de Economia
da Universidade de Coimbra

Jurisprudência



BUNDESVERFASSUNGSGERICHT

BvF 1/05 vom 13.3.2007

zum Beschluss des Ersten Senats vom 13. März 2007

- 1 BvF 1/05 -

1. a) Auch die innerstaatliche Umsetzung von Richtlinien des Gemeinschaftsrechts, die den Mitgliedstaaten keinen Umsetzungsspielraum belassen, sondern zwingende Vorgaben machen, wird vom Bundesverfassungsgericht und den Fachgerichten nicht am Maßstab der Grundrechte des Grundgesetzes gemessen, solange die Rechtsprechung des Gerichtshofs der Europäischen Gemeinschaften einen wirksamen Schutz der Grundrechte gegenüber der Hoheitsgewalt der Gemeinschaften generell gewährleistet, der dem vom Grundgesetz jeweils als unabdingbar gebotenen Grundrechtsschutz im Wesentlichen gleich zu achten ist.

b) Zur Gewährung effektiven Rechtsschutzes sind die Fachgerichte verpflichtet, solche gemeinschaftsrechtlichen Vorgaben an den Gemeinschaftsgrundrechten zu messen und gegebenenfalls ein Vorabentscheidungsverfahren nach Art. 234 EG durchzuführen.

2. Zur Verfassungsmäßigkeit von § 12 des Gesetzes über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007.

BUNDESVERFASSUNGSGERICHT

- 1 BvF 1/05 -

Im Namen des Volkes

In dem Verfahren

zur verfassungsrechtlichen Prüfung,

ob § 12 des Gesetzes über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007 (Zuteilungsgesetz 2007 - ZuG 2007) vom 26. August 2004 (BGBl I S. 2211) mit Art. 12 Abs. 1, Art. 14 Abs. 1, Art. 3 Abs. 1 und Art. 20 a des Grundgesetzes vereinbar ist,

Antragstellerin: Landesregierung Sachsen-Anhalt,
vertreten durch den Ministerpräsidenten,
Staatskanzlei, Domplatz 4, 39104 Magdeburg,

- Bevollmächtigter:
Professor Dr. Winfried Kluth,
Blumenstraße 17, 06108 Halle -

hat das Bundesverfassungsgericht - Erster Senat - unter Mitwirkung
des Präsidenten Papier,
des Richters Steiner,
der Richterin Hohmann-Dennhardt
und der Richter Hoffmann-Riem,
Bryde,
Gaier,
Eichberger,
Schluckebier

¹ Copyright © 2008 BVerfG

Zitierung: BVerfG, 1 BvF 1/05 vom 13.3.2007, Absatz-Nr. (1 - 112), http://www.bverfg.de/entscheidungen/fs20070313_1bvfo00105.html

am 13. März 2007 beschlossen:

§ 12 des Gesetzes über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007 (Zuteilungsgesetz 2007 - ZuG 2007) vom 26. August 2004 (Bundesgesetzblatt I Seite 2211) ist mit dem Grundgesetz vereinbar.

Gründe:

A.

1

Die abstrakte Normenkontrolle betrifft die Berücksichtigung frühzeitiger Emissionsminderungen bei der Zuteilung von Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007.

I.

2

1. Ausgangspunkt des europaweiten Emissionshandelssystems ist das Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change (Kyoto-Protokoll) aus dem Jahre 1997. Es wurde von der Europäischen Gemeinschaft durch Art. 1 der Entscheidung 2002/358/EG des Rates vom 25. April 2002 (ABl Nr. L 130 vom 15. Mai 2002, S. 1) genehmigt und von Deutschland durch Gesetz vom 27. April 2002 (BGBl II S. 966) ratifiziert. Das Kyoto-Protokoll sieht drei flexible Mechanismen vor, um das Ziel der Unterzeichnerstaaten zu erreichen, ihre Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2008 bis 2012 um mindestens 5 % unter das Niveau von 1990 zu senken. Neben den projektbezogenen Mechanismen der Joint-Implementation und des Clean Development Mechanism sollen Treibhausgase durch den Handel mit Emissionszertifikaten verringert werden können. Zwingend geboten ist die Einführung des Emissionshandels nach dem Kyoto-Protokoll jedoch nicht. Für die Staaten der Europäischen Gemeinschaft sieht das Kyoto-Protokoll die Verpflichtung der Reduktion des Treibhausgasausstoßes um 8 % gegenüber dem Referenzjahr 1990 vor.

3

2. Die Europäische Gemeinschaft und ihre Mitgliedstaaten sind übereingekommen, ihre Verpflichtungen zur Verringerung der Treibhausgasemissionen gemäß Art. 4 Abs. 1 des Kyoto-Protokolls gemeinsam zu erfüllen, und haben eine Lastenteilung vereinbart (vgl. Art. 2 der Entscheidung 2002/358/EG, a.a.O.). Danach muss Deutschland die Menge des Kohlendioxid-Ausstoßes bezogen auf das Referenzjahr 1990 um 21 % reduzieren.

4

Zur Erfüllung ihrer Verpflichtungen hat die Europäische Gemeinschaft die Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie des Rates 96/61/EG (Emissionshandelsrichtlinie, ABl Nr. L 275 vom 25. Oktober 2003, S. 32) erlassen, die bis zum 31. Dezember 2003 von den Mitgliedstaaten umgesetzt werden musste. Die Richtlinie 2003/87/EG sieht einen Handel mit Berechtigungen (Zertifikaten) zur Emission von Treibhausgasen ab dem Jahr 2005 vor. Der Handel soll auf eine kosteneffiziente und wirtschaftlich effiziente Weise auf eine Verringerung von Treibhausgasemissionen hinwirken. Das System der Richtlinie 2003/87/EG erfasst zunächst nur die Emission von Kohlendioxid durch die in Anhang 1 der Richtlinie genannten Anlagen aus besonders emissionsintensiven Sektoren. Ab dem Jahr 2008 kann es auf andere Tätigkeiten und Gase ausgeweitet werden.

5

Mit Beginn des Emissionshandels am 1. Januar 2005 wird der Betrieb dieser Anlagen mit der Pflicht verknüpft, eine den Kohlendioxid-Emissionen der Anlage entsprechende Anzahl

von Berechtigungen vorzuweisen, wobei die Betreiber jährlich zu einem festgesetzten Stichtag bei der zuständigen Behörde eine Anzahl von Berechtigungen abzugeben haben, die den Emissionen ihrer Anlage im vergangenen Kalenderjahr entspricht. Die Entscheidung über die Zuteilung der Zertifikate an die Anlagenbetreiber erfolgt gemäß Art. 11 der Richtlinie 2003/87/EG mindestens drei Monate vor Beginn des jeweiligen Zeitraums, war für den Zeitraum 2005 bis 2007 also bis zum 30. September 2004 zu treffen. Die Zertifikate werden in Jahrestrenchen bis zum 28. Februar des jeweiligen Jahres ausgegeben. Danach sind die Zertifikate innerhalb der Europäischen Gemeinschaft frei handelbar. Um ihrer Pflicht zu genügen, eine hinreichende Anzahl von Berechtigungen am Stichtag vorzuhalten, müssen die Betreiber gegebenenfalls Berechtigungen zukaufen. Legen sie nicht eine ihren Emissionen entsprechende Anzahl von Berechtigungen zum festgesetzten Stichtag vor, so sieht die Richtlinie 2003/87/EG die Verhängung einer Sanktion in Höhe von 40 € in der ersten Zuteilungsperiode und von 100 € in den folgenden Zuteilungsperioden für jede nicht durch Berechtigungen abgedeckte Tonne an Kohlendioxid-Emissionen sowie eine Veröffentlichung der Namen dieser Betreiber vor.

6

Art. 9 der Richtlinie 2003/87/EG verpflichtet die Mitgliedstaaten, bis zum 31. März 2004 einen nationalen Zuteilungsplan zu veröffentlichen und der Kommission sowie den übrigen Mitgliedstaaten zu übermitteln. Aus ihm muss hervorgehen, wie viele Emissionszertifikate der Mitgliedstaat im Dreijahreszeitraum 2005 bis 2007 insgesamt zuzuteilen beabsichtigt und wie diese Zertifikate auf die Anlagen verteilt werden sollen. Die Festsetzung der Gesamtmenge der in einem Mitgliedstaat zuzuteilenden Berechtigungen obliegt damit den Mitgliedstaaten. Sie muss mit den bestehenden internationalen und gemeinschaftsinternen Verpflichtungen zur Reduktion von Treibhausgasen in Einklang stehen (Ziffer 1 des Anhangs III der Richtlinie).

7

Nach Ziffer 7 Satz 1 des Anhangs III der Richtlinie 2003/87/EG haben die Mitgliedstaaten die Möglichkeit, im nationalen Zuteilungsplan auch Vorleistungen zur Emissionsminderung zu berücksichtigen. Berücksichtigt ein Plan Vorleistungen, muss er nach Ziffer 7 Satz 1 des Anhangs III auch Angaben darüber enthalten, wie diesen Rechnung zu tragen ist. Ziffer 7 Satz 2 des Anhangs III bestimmt, dass Benchmarks, die aus Referenzdokumenten zu den besten verfügbaren Technologien resultieren, ein Element der Ermöglichung frühzeitiger Maßnahmen enthalten können.

8

Die Richtlinie 2003/87/EG sieht in Art. 10 ferner vor, dass den Betreibern der betroffenen Anlagen im Zeitraum der ersten Zuteilungsperiode 2005 bis 2007 mindestens 95 % der Berechtigungen und im Zeitraum der zweiten Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 mindestens 90 % der Berechtigungen kostenlos zugeteilt werden.

9

3. Der deutsche Gesetzgeber hat in Umsetzung des Gemeinschaftsrechts mehrere Rechtsakte erlassen. Das Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen - Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) - vom 8. Juli 2004 (BGBl I S. 1578; zuletzt geändert durch Gesetz vom 31. Oktober 2006, BGBl I S. 2407) gibt den rechtlichen Rahmen und die Grundlagen für den Handel mit Emissionsberechtigungen vor. Auf der Grundlage des nationalen Zuteilungsplans wurde das Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007 - Zuteilungsgesetz 2007 (ZuG 2007) - vom 26. August 2004 erlassen (BGBl I S. 2211; zuletzt geändert durch Gesetz vom 22. Dezember 2004, BGBl I S. 3704). Es legt im Hinblick auf die Zuteilungsperiode 2005 bis 2007 nationale Ziele für die Emission von Kohlendioxid in Deutschland sowie Regeln für die Zuteilung von Emissionsberechtigungen fest. Weitere Einzelheiten ergeben sich aus dem Verordnungsrecht des Bundes.

10

a) Das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz bringt für die Anlagenbetreiber aus den Bereichen der Energiewirtschaft und Industrie den gemeinschaftsrechtlich bedingten Systemwechsel mit sich. Der Ausstoß von Treibhausgasen war bislang der Menge nach nicht begrenzt, sondern nur am Stand der Technik zu orientieren (vgl. etwa die entsprechende Betreiberpflicht in § 5 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 BImSchG). Die Möglichkeit, Kohlendioxid beim Betrieb einer Anlage freizusetzen, wird nunmehr durch die Regeln über den Emissionshandel gesteuert. Der Grundmechanismus des neuen Systems lässt sich wie folgt beschreiben: Die Freisetzung von Kohlendioxid durch bestimmte unter den Anwendungsbereich des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes fallende Tätigkeiten (§ 2 TEHG) bedarf einer Emissionsgenehmigung (§ 4 Abs. 1 TEHG). Diese Genehmigung setzt voraus, dass der Verantwortliche - in der Regel also der Anlagenbetreiber (§ 3 Abs. 7 Satz 2 TEHG) - im Stande ist, die durch seine Tätigkeit verursachten Emissionen zu ermitteln und hierüber Bericht zu erstatten (§ 4 Abs. 2 TEHG). Bei Anlagen, die einer Genehmigung nach § 4 BImSchG bedürfen, ist die immissionsschutzrechtliche Genehmigung die Emissionsgenehmigung nach § 4 Abs. 1 TEHG (§ 4 Abs. 6 TEHG). Bei Anlagen, die vor dem 15. Juli 2004 nach den Vorschriften des Bundesimmissionsschutzgesetzes genehmigt worden sind, sind die Anforderungen der §§ 5 und 6 Abs. 1 TEHG als Bestandteil dieser Genehmigung anzusehen (§ 4 Abs. 7 Satz 1 TEHG).

11

Kernbestandteil des Zertifikatsystems und des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes ist sodann die gesetzliche Pflicht des Verantwortlichen, bis zum 30. April eines jeden Jahres eine Anzahl von Emissionsberechtigungen an das Umweltbundesamt als zuständige Behörde (§ 20 Abs. 1 Satz 2 TEHG) abzuliefern, die den durch seine Tätigkeit im vorangegangenen Kalenderjahr verursachten Emissionen entspricht (§ 6 Abs. 1 TEHG). Mit der Rückgabe an das Umweltbundesamt hat die Berechtigung keine Gültigkeit mehr und wird vom Konto des Anlagenbetreibers gelöscht (§ 14 Abs. 2 Satz 2 TEHG).

12

Allerdings haben Verantwortliche für jede Tätigkeit im Sinne des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes nach § 9 Abs. 1 TEHG einen Anspruch auf Zuteilung von Berechtigungen nach Maßgabe des jeweiligen Zuteilungsgesetzes. Um die Berechtigungen zu erhalten, muss der Anlagenbetreiber einen Antrag beim Umweltbundesamt stellen (§ 10 Abs. 1 TEHG). Die Berechtigungen werden dann aufgrund einer Entscheidung, die sich auf die jeweilige Zuteilungsperiode bezieht, dem Verantwortlichen zugeteilt und jährlich in Teilmengen an diesen ausgegeben (§ 9 Abs. 2 TEHG). In der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007 wurden sämtliche Berechtigungen kostenlos zugeteilt (§ 18 Satz 1 ZuG 2007).

13

b) Das Zuteilungsgesetz 2007 legt das allgemeine Ziel für die Emission von Kohlendioxid in Deutschland in den Jahren 2005 bis 2007 auf jährlich 859 Mio. t fest (§ 4 Abs. 1 Satz 2 ZuG 2007). Auf die Sektoren Energie und Industrie wurden davon jährlich 503 Mio. t Kohlendioxid verteilt (§ 4 Abs. 2 ZuG 2007). Falls die Gesamtmenge der zuzuteilenden Berechtigungen die Gesamtmenge von 495 Mio. t Kohlendioxid überschreitet, werden die Zuteilungen anteilig gekürzt. Dies gilt aber nur für Zuteilungen, die dem so genannten Erfüllungsfaktor unterliegen (§ 4 Abs. 4 ZuG 2007). Der Erfüllungsfaktor soll sicherstellen, dass das Gesamtvolumen des Kontingents durch die Summe aller auf Einzelentscheidungen beruhenden Zuteilungen nicht überschritten wird. Er beträgt 0,9709 (§ 5 ZuG 2007).

14

Was die einzelnen Zuteilungsregeln für die am Emissionshandel teilnehmenden Anlagen anbelangt, so unterscheidet das Zuteilungsgesetz 2007 zwischen bestehenden Anlagen und Neuanlagen. Neuanlagen sind solche, deren Inbetriebnahme nach dem 31. Dezember

2004 erfolgte (§ 3 Abs. 2 Nr. 1 ZuG 2007). Etwas vereinfacht lässt sich formulieren, dass für bestehende Anlagen die Zuteilung von Berechtigungen auf der Basis ihrer historischen Emissionen erfolgt (so genanntes Grandfathering-Verfahren) und für Neuanlagen auf der Basis ihrer Emissionswerte unter Zugrundelegung der Verwendung der besten verfügbaren Techniken (Benchmarks). Allerdings können Betreiber von Bestandsanlagen nach § 7 ZuG 2007 auf Antrag auch eine Zuteilung nach den Grundsätzen des Benchmarking-Verfahrens erhalten (§ 7 Abs. 12 ZuG 2007; so genannte Optionsregelung).

15

Die Zuteilung für Bestandsanlagen nach dem Grandfathering-Verfahren verläuft folgendermaßen: Maßgeblich für die Anzahl der Berechtigungen ist das Produkt aus den jährlichen durchschnittlichen Kohlendioxid-Emissionen der Anlage in einer Basisperiode, dem oben genannten Erfüllungsfaktor und der Anzahl der Jahre in der ersten Zuteilungsperiode. Die Basisperiode ist für die einzelnen Anlagen in Abhängigkeit von ihrer Inbetriebnahme definiert (§ 7 Abs. 2 bis 5 ZuG 2007). Für Anlagen, die 1999 oder früher in Betrieb genommen wurden, kommt es zum Beispiel auf den historischen Ausstoß in den Jahren 2000 bis 2002 an (§ 7 Abs. 2 ZuG 2007). Als spätester Zeitpunkt der Inbetriebnahme einer Anlage für die Zuteilung nach dem Grandfathering-Verfahren ist in § 7 Abs. 5 ZuG 2007 der 31. Dezember 2002 normiert.

16

Betreibern von Anlagen, die vom 1. Januar 2003 bis zum 31. Dezember 2004 in Betrieb genommen worden sind, werden gemäß § 8 ZuG 2007 die Emissionsberechtigungen prognostisch auf der Basis der Kapazität der Anlagen, des zu erwartenden Auslastungsniveaus und des Emissionswerts je erzeugter Produkteinheit zugeteilt. Hierbei handelt es sich um eine Art modifizierter Benchmark-Regel.

17

Für Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2004 in Betrieb genommen werden, gilt mit der Emissionswertregelung in § 11 ZuG 2007 ein reines Benchmarking-Verfahren. Soweit allerdings ab dem 1. Januar 2005 Neuanlagen als Ersatz für Anlagen im Sinne von § 7 ZuG 2007 in Betrieb genommen werden, gilt die Regelung des § 10 ZuG 2007. Danach findet auf diese Anlagen eine Übertragungsregelung Anwendung, nach der der jeweilige Betreiber noch vier Betriebsjahre nach Betriebseinstellung die Zuteilung für die in Betrieb genommenen Ersatzanlagen auf der Grundlage der Zuteilung der stillgelegten Anlagen bekommt. Darüber hinaus erhält er einen Erfüllungsfaktor von 1 für die Neuanlage für weitere 14 Jahre.

II.

18

Durch die angegriffene Vorschrift des § 12 ZuG wird eine Sonderregelung für Anlagenbetreiber getroffen, die frühzeitige Maßnahmen zur Emissionsminderung (early actions) durchgeführt haben. Der Kern der Regelung lässt sich damit umschreiben, dass Betreiber frühzeitig modernisierter Anlagen insoweit bei der Zuteilung von Berechtigungen bevorteilt werden, als sie für einen bestimmten Zeitraum nicht dem Erfüllungsfaktor nach § 5 ZuG 2007 und in Folge dessen auch nicht der Kürzung bei Überschreitung des Gesamt-Budgets nach § 4 Abs. 4 ZuG 2007 unterliegen. Die seit ihrem Inkrafttreten am 31. August 2004 (§ 24 ZuG 2007) unveränderte Norm hat folgenden Wortlaut:

19

§ 12

20

Frühzeitige Emissionsminderungen

21

(1) Auf Antrag setzt die zuständige Behörde bei der Anwendung von § 7 einen Erfüllungsfaktor von 1 an, sofern ein Betreiber Emissionsminderungen aufgrund von Modernisierungs-

maßnahmen, die nach dem 1. Januar 1994 beendet worden sind, nachweist. Dies gilt für zwölf auf den Abschluss der Modernisierungsmaßnahme folgende Kalenderjahre. Satz 1 gilt nicht für Emissionsminderungen, die durch die ersatzlose Einstellung des Betriebes einer Anlage oder durch Produktionsrückgänge verursacht worden sind oder aufgrund gesetzlicher Vorgaben durchgeführt werden mussten. Der Umfang der nachzuweisenden Emissionsminderungen richtet sich nach dem Zeitpunkt der Beendigung der letztmaligen Modernisierungsmaßnahme; dabei müssen bei Beendigung von Modernisierungsmaßnahmen bis

22

zum 31. Dezember 1994 insgesamt mindestens 7 Prozent,

23

zum 31. Dezember 1995 insgesamt mindestens 8 Prozent,

24

zum 31. Dezember 1996 insgesamt mindestens 9 Prozent,

25

zum 31. Dezember 1997 insgesamt mindestens 10 Prozent,

26

zum 31. Dezember 1998 insgesamt mindestens 11 Prozent,

27

zum 31. Dezember 1999 insgesamt mindestens 12 Prozent,

28

zum 31. Dezember 2000 insgesamt mindestens 13 Prozent,

29

zum 31. Dezember 2001 insgesamt mindestens 14 Prozent oder

30

zum 31. Dezember 2002 insgesamt mindestens 15 Prozent

31

Emissionsminderungen nachgewiesen werden können. Beträgt die nachgewiesene Emissionsminderung mehr als 40 Prozent, so wird der Erfüllungsfaktor 1 für die Perioden 2005 bis 2007 und 2008 bis 2012 angesetzt.

32

(2) Eine Emissionsminderung im Sinne von Absatz 1 ist die Differenz zwischen den durchschnittlichen jährlichen energiebedingten Kohlendioxid-Emissionen der Anlage je erzeugter Produkteinheit in der Referenzperiode und den durchschnittlichen jährlichen energiebedingten Kohlendioxid-Emissionen der Anlage je erzeugter Produkteinheit in der Basisperiode 2000 bis 2002. Die Referenzperiode besteht aus drei vom Antragsteller benannten, aufeinander folgenden Kalenderjahren im Zeitraum von 1991 bis 2001. Die durchschnittlichen energiebedingten jährlichen Kohlendioxid-Emissionen einer Anlage und die in Ansatz zu bringenden erzeugten Produkteinheiten bestimmen sich nach den Vorschriften der Rechtsverordnung nach § 16. Abweichend von § 7 Abs. 1 Satz 3 errechnet sich die Emissionsmenge, für die Berechtigungen nach § 7 Abs. 1 Satz 1 zuzuteilen sind, nach Formel 5 des Anhangs 1 zu diesem Gesetz.

33

(3) Im Fall der Erweiterung von Kapazitäten ist die Emissionsminderung nach Absatz 2 die Differenz zwischen den durchschnittlichen jährlichen energiebedingten Kohlendioxid-Emissionen je erzeugter Produkteinheit aus dem erweiterten Teil der Anlage in der Basisperiode und den durchschnittlichen jährlichen energiebedingten Kohlendioxid-Emissionen je erzeugter Produkteinheit aus der Anlage vor Erweiterung in der Referenzperiode.

34

(4) Die Absätze 1 und 2 gelten für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Sinne von § 3 Abs.

2 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes mit der Maßgabe, dass als erzeugte Produkteinheit im Sinne von Absatz 2 die erzeugte Wärmemenge gemessen in Megajoule gilt. Soweit eine modernisierte Anlage ausschließlich Strom produzierte, gilt als erzeugte Produkteinheit im Sinne von Absatz 2 die erzeugte Strommenge gemessen in Kilowattstunden. Die näheren Einzelheiten für die Berechnung von frühzeitigen Emissionsminderungen von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen werden durch Vorschriften der Rechtsverordnung nach § 16 bestimmt.

35

(5) Erfolgte die Inbetriebnahme einer Anlage im Zeitraum vom 1. Januar 1994 bis 31. Dezember 2002, wird auf Antrag bei der Zuteilung nach § 7 ohne Nachweis einer Emissionsminderung für zwölf auf das Jahr der Inbetriebnahme folgende Kalenderjahre ein Erfüllungsfaktor von 1 zugrunde gelegt.

36

(6) Der Antrag nach den Absätzen 1 und 5 ist im Rahmen des Antrags nach § 10 Abs. 1 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes zu stellen. Der Antrag nach Absatz 1 muss die nach den vorstehenden Absätzen erforderlichen Angaben enthalten über

37

1. die durchschnittlichen jährlichen energiebedingten Kohlendioxid-Emissionen der Anlage, in den Fällen des Absatzes 3 der erweiterten Anlage, je erzeugter Produkteinheit in der gewählten Referenzperiode und die durchschnittlichen jährlichen energiebedingten Kohlendioxid-Emissionen der Anlage je erzeugter Produkteinheit in der Basisperiode im Sinne von Absatz 2 Satz 1,

38

2. die Höhe von Emissionsminderungen und den Zeitpunkt der Beendigung der letztmaligen Modernisierungsmaßnahme im Sinne von Absatz 1 Satz 2 und

39

3. die Höhe von Emissionsminderungen, die aufgrund gesetzlicher Vorgaben durchgeführt werden mussten.

40

Der Antrag nach Absatz 5 muss Angaben enthalten über

41

1. die durchschnittlichen jährlichen energiebedingten Kohlendioxid-Emissionen der Anlage je produzierter Einheit in der Basisperiode im Sinne von Absatz 2 Satz 1 und

42

2. den Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage.

43

§ 12 ZuG 2007 regelt damit eine von § 7 ZuG 2007 abweichende Zuteilung für bestehende Anlagen, für die frühzeitige Emissionsminderungen nachgewiesen werden. Nach § 12 Abs. 1 Satz 1 und Abs. 5 ZuG 2007 wird für die Betreiber bei der Berechnung der Zuteilung nach § 7 dieses Gesetzes der Erfüllungsfaktor 1 angesetzt anstelle des allgemeinen Faktors von 0,9709 nach § 5 ZuG 2007. Der Erfüllungsfaktor 1 gilt für zwölf Jahre nach Abschluss der Modernisierung. Im Fall einer Emissionsminderung um 40 % wird der Erfüllungsfaktor 1 sogar für die kompletten Perioden 2005 bis 2007 und 2008 bis 2012 angesetzt (§ 12 Abs. 1 Satz 5 ZuG 2007). Voraussetzung für die Sonderbehandlung nach § 12 Abs. 1 ZuG 2007 ist, dass die Betreiber bestimmte Emissionsminderungen aufgrund von Modernisierungsmaßnahmen nachweisen können. Hierbei richtet sich der Umfang der nachzuweisenden Emissionsminderung nach dem Zeitpunkt der Beendigung der letzten Modernisierungsmaßnahme ab dem 1. Januar 1994. Vor dem 1. Januar 1994 abgeschlossene Modernisierungsmaßnahmen werden nicht anerkannt.

44

§ 12 Abs. 2 Satz 1 ZuG 2007 regelt das Berechnungsverfahren für Emissionsminderungen. Danach bestimmen sich Emissionsminderungen aus der Differenz zwischen den durchschnittlichen jährlichen Kohlendioxid-Emissionen der Anlage pro erzeugter Produkteinheit in der Basisperiode 2000 bis 2002 und den durchschnittlichen jährlichen Kohlendioxid-Emissionen der Anlage pro erzeugter Produkteinheit in der Referenzperiode. Die Referenzperiode besteht aus drei aufeinander folgenden Kalenderjahren zwischen 1991 und 2001, die vom jeweiligen Antragsteller benannt werden (§ 12 Abs. 2 Satz 2 ZuG 2007).

45

Wurde eine unter das Zuteilungsgesetz 2007 fallende Anlage zwischen dem 1. Januar 1994 und dem 31. Dezember 2002 erstmalig in Betrieb genommen, wird bei Berechnung der Zuteilung für zwölf auf das Jahr der Inbetriebnahme folgende Jahre der Erfüllungsfaktor 1 angesetzt, ohne dass es eines besonderen Nachweises der Emissionsminderung bedarf (§ 12 Abs. 5 ZuG 2007). Nach der Gesetzesbegründung wird nämlich davon ausgegangen, dass die von § 12 Abs. 1 ZuG 2007 definierte Senkung der spezifischen Emissionswerte durch diese neuen Anlagen mindestens erreicht wird (vgl. BTDrucks 15/2966, S. 24).

III.

46

Die Regierung des Landes Sachsen-Anhalt hat am 20. April 2005 die Feststellung beantragt, dass § 12 ZuG 2007 mit Art. 12 Abs. 1, Art. 14 Abs. 1, Art. 3 Abs. 1 und Art. 20 a GG unvereinbar ist.

47

1. Zur Begründung führt die Antragstellerin aus, § 12 ZuG 2007 berücksichtige bei der Erstzuteilung die grundrechtlich geschützten Interessen von Unternehmen, die im Zeitraum 1990 bis 2002 Maßnahmen zur frühzeitigen Emissionsminderung vorgenommen hätten, im Rahmen der planerischen Abwägung nicht ausreichend und verstoße deshalb gegen Art. 12 Abs. 1 in Verbindung mit Art. 3 Abs. 1 GG. Der Gesetzgeber habe den Rahmen, den ihm das Abwägungsgebot liefere und innerhalb dessen er sich halten müsse, überschritten. Wo es um die planerische Bewirtschaftung knapper Ressourcen gehe, seien verfassungsrechtliche Vorgaben mindestens dann besonders dringlich zu beachten, wenn dauerhafte Grundrechtseingriffe die Folge seien. Durch den Entzug des bislang im Zusammenhang mit der Anlagengenehmigung bestehenden Rechts zur Emission von Kohlendioxid werde in das Eigentumsgrundrecht des Art. 14 Abs. 1 GG eingegriffen. Zugleich liege mit Blick auf die Gesamtmengenbegrenzung der Emissionen ein Eingriff in die Berufsfreiheit der Anlagenbetreiber vor.

48

Der Eingriff in das Eigentumsgrundrecht wiege schwerer für diejenigen Anlagenbetreiber, die ihre Anlage bereits dem Stand der Technik entsprechend modernisiert hätten. Denn der Schutz des Eigentumsgrundrechts sei weniger ausgeprägt, je weniger die Betreiber ihrer dynamischen Verpflichtung aus § 5 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 BImSchG nachgekommen seien. Eigentumsrechtlich geschützt sei nur die Anlage, die dem Stand der Technik entspreche. Folglich wiege der Entzug des Emissionsrechts umso schwerer, je mehr die Anlage dem Stand der Technik entspreche, je moderner sie also sei. Dies hätte der nationale Gesetzgeber bei seiner Planungsentscheidung berücksichtigen müssen.

49

2. Der Gesetzgeber greife mit der nicht angemessenen Berücksichtigung von Vorleistungen zugleich in die Berufsfreiheit der Anlagenbetreiber ein. Zum einen fielen Kosten für die weitere Modernisierung bereits modernisierter Anlagen ungleich höher aus, zum anderen sei der Wirkungsgrad der Maßnahmen deutlich geringer, so dass nur in geringem Umfang Emissionsberechtigungen freigesetzt werden könnten.

50

Aufgrund der Ungleichbehandlung der Betreiber von modernisierten Anlagen mit jenen nicht modernisierter Anlagen werde der Wettbewerb beeinträchtigt, da die Kosten für eine eventuelle Produktionserweiterung unterschiedlich hoch seien. Insgesamt handele es sich um eine willkürliche Ungleichbehandlung der Betreiber von modernisierten und nicht modernisierten Anlagen. Signifikant werde dies bei einem Vergleich mit der Gruppe der Betreiber einer Ersatzanlage nach § 10 ZuG 2007 sowie derjenigen, die nach § 7 Abs. 12 ZuG 2007 von ihrem Optionsrecht Gebrauch machten. Vollends willkürlich sei der Ausschluss der Berücksichtigung von Modernisierungsmaßnahmen in der Zeit vor 1994.

51

Schließlich verstoße die für die frühzeitigen Emissionsminderungen in § 12 ZuG 2007 getroffene Regelung gegen die Staatszielbestimmung des Art. 20 a GG, da sie den Anreiz setze, frühzeitige Emissionsminderungen aufzuschieben.

52

Indem der Gesetzgeber die betroffenen Grundrechtspositionen in seiner Gesetzesbegründung nicht thematisiert habe, sei ein Nachvollziehen nicht möglich. Insbesondere fehle es an einer Alternativenprüfung.

53

3. Die Nichtig- oder Unvereinbarerklärung des § 12 ZuG 2007 bewirke zwar als solche keine unmittelbare Besserstellung der Betreiber von früh modernisierten Anlagen. Geltend gemacht werde mit dem Antrag lediglich, dass die verfassungsrechtlich geschützten Belange dieser Gruppe von Anlagenbetreibern nicht ausreichend berücksichtigt würden. Eine ausreichende Berücksichtigung könne der Gesetzgeber auf mehreren Wegen erreichen. Er könnte sich für eine Zuteilung anhand von Benchmarks entscheiden. Dadurch würde die Umweltfreundlichkeit einer Anlage zum entscheidenden Kriterium. Er könnte aber auch die Zuteilung an die Betreiber früh modernisierter Anlagen erhöhen und so ihren Beitrag zur Erreichung des Minderungszieles angemessen honorieren und die chancengleiche Teilnahme am Leistungswettbewerb ermöglichen. Das hätte dann zwar eine stärkere Kürzung (geringerer Erfüllungsfaktor) in den bestehenden Handelsperioden für alle Anlagenbetreiber zur Folge, würde aber die derzeit bestehende Privilegierung der nicht modernisierten Anlagen beseitigen.

54

4. Zur Prüfungskompetenz des Bundesverfassungsgerichts führt die Antragstellerin aus, im Falle der Umsetzung einer Richtlinie sei aufgrund der verbleibenden Gestaltungsspielräume der Mitgliedstaaten grundsätzlich von einer Überlagerung der gemeinschaftsrechtlichen und grundgesetzlichen Grundrechtsbindung auszugehen. Beide ergänzten sich und seien in gewisser Weise ineinander verzahnt. Das gelte vor allem dann und dort, wo die Grundrechtsbeeinträchtigung als solche durch das Gemeinschaftsrecht zwingend vorgegeben sei, die nähere Ausgestaltung und damit die Frage der Verhältnismäßigkeit des gemeinschaftsrechtsdeterminierten Eingriffs aber der Gestaltungsbefugnis der Mitgliedstaaten unterliege. In diesen Fällen handele es sich auch bei den ausgestaltenden Maßnahmen der Mitgliedstaaten um selbständige grundrechtsrelevante Maßnahmen. Das Bundesverfassungsgericht sei insofern berufen, grundrechtlichen Schutz zu gewähren.

IV.

55

1. Zu dem Normenkontrollantrag hat für die Bundesregierung das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Stellung genommen. Es hält § 12 ZuG 2007 für mit dem Grundgesetz vereinbar.

56

Nach dem Grundgedanken des Emissionshandelssystems sei die Privilegierung frühzeiti-

ger Emissionsminderungen nicht erforderlich. Die Berücksichtigung von early actions erhöhe weder die ökologische Effektivität noch die ökonomische Effizienz des Emissionshandels-systems. Allerdings könne die Privilegierung aus Gründen der Verteilungsgerechtigkeit gerechtfertigt sein, wenn eine Zuteilung auf der Grundlage historischer Emissionen (grand-fathering) erfolge. Die Festlegung einer Basisperiode könne sonst zu einer ungerechtfertigten Ungleichbehandlung von miteinander in Wettbewerb stehenden Unternehmen führen, die ihre Anlagen vor Ablauf der Basisperiode modernisiert hätten und nun eine geringere Zuteilung erhielten als solche Unternehmen, die noch nicht oder erst später modernisiert hätten. Jedoch verringere sich dieser Effekt mit zunehmendem zeitlichem Abstand von der Basisperiode. Je länger eine Modernisierung zurück liege, desto eher bestehe wieder ein Ersatzbedarf, wobei dieser wieder mit den Modernisierungsanreizen des Emissionshandels-systems gestillt werden würde. Zu berücksichtigen sei bei der Bevorzugung frühzeitiger Emissionsminderungen jedoch, dass sie ein bestimmtes Kontingent an Berechtigungen binden würden, das dann nicht mehr für die übrigen Anlagen zur Verfügung stehe. Durch den Umverteilungseffekt erhielten die nicht privilegierten Anlagen folglich weniger Zertifikate als ihnen sonst zustünden, sie müssten am Markt mehr Berechtigungen zukaufen.

57

Im Verlaufe des Gesetzgebungsverfahrens sei § 12 ZuG 2007 weiter zugunsten der Betreiber frühzeitig modernisierter Anlagen geändert worden. Die Privilegierung mit dem Erfüllungsfaktor 1 wirke sich dergestalt aus, dass eine Kürzung des Emissionskontingents für die Dauer von bis zu zwölf Jahren nicht statfinde. Dem gegenüber müssten nicht modernisierte Bestandsanlagen nach § 4 Abs. 4, § 5 ZuG 2007 gemessen an der Basisperiode eine Minderausstattung von 7,4 % für die Zuteilungsperiode 2005 bis 2007 hinnehmen. Im Übrigen bestünde die Option nach § 7 Abs. 12 ZuG 2007. Betreiber hoch effizienter Anlagen könnten danach für eine Bewertung nicht anhand historischer Emissionen in der Basisperiode, sondern für eine ungekürzte Zuteilung nach der tatsächlichen Produktionsmenge optieren.

58

Die Antragstellerin gehe fehl, wenn sie die Zuteilungsregel des § 12 ZuG 2007 an den Maßstäben einer behördlichen Fachplanungsentscheidung messen wolle. Ein Verstoß gegen Art. 3 Abs. 1 GG liege nicht vor. Betreiber frühzeitig modernisierter Anlagen erhielten mehr Emissionsberechtigungen als sie für ihre Emissionen benötigten. Bei gleich bleibender Produktion müssten sie keine Zertifikate am Markt erwerben, könnten im Gegenteil überschüssige Berechtigungen am Markt veräußern. § 12 ZuG 2007 wirke der Sache nach ähnlich wie eine steuerrechtliche Befreiungsregelung, wobei die Begünstigung der early actions unmittelbar einen Nachteil bei den Betreibern nicht modernisierter Anlagen bewirke, da das Gesamtkontingent an Treibhausgasen feststehe und nicht zu erhöhen sei.

59

Eine verfassungswidrige Ungleichbehandlung frühzeitiger Emissionsminderungen im Vergleich mit Ersatzanlagen nach § 10 ZuG 2007 liege nicht vor. Auch im Vergleich zu Zuteilungen aufgrund anderer Zuteilungsregelungen oder zu den Sachverhalten, bei denen trotz Emissionsminderungen keine Zuteilung nach § 12 ZuG 2007 erfolge - zum Beispiel bei Modernisierungen von 1990 bis 1993 oder bei einem Minderungsgrad unter 7 % - liege keine Verletzung von Art. 3 Abs. 1 GG vor.

60

Hinsichtlich der behaupteten Verletzung der Grundrechte aus Art. 12 Abs. 1 und Art. 14 Abs. 1 GG fehle es bereits an einem Eingriff in den Schutzbereich. § 12 ZuG 2007 habe ausschließlich privilegierende Wirkung. Darüber hinaus verkenne die Antragstellerin, dass grundrechtlich geschützt allenfalls der eigentumsrechtliche Bestand bei Inkrafttreten des

Gesetzes sei, also am 31. August 2004, und nicht etwa der Bestand vor der Modernisierung. Schließlich sei auch für einen Verstoß gegen die Staatszielbestimmung des Art. 20 a GG nichts ersichtlich.

61

2. Die übrigen Äußerungsberechtigten haben von einer Stellungnahme zu dem Normenkontrollantrag abgesehen.

62

Die Antragstellerin hat auf mündliche Verhandlung verzichtet.

B.

63

Der Antrag ist zulässig.

64

§ 12 ZuG 2007 - ausdrücklich nur diese Norm ist Gegenstand des Antrags, an den das Bundesverfassungsgericht gebunden ist - ist als geltendes Bundesrecht tauglicher Prüfungsgegenstand des Verfahrens nach Art. 93 Abs. 1 Nr. 2 GG.

C.

65

Die angegriffene Vorschrift, § 12 ZuG 2007, ist förmlich und sachlich mit dem Grundgesetz vereinbar. Aus Gemeinschaftsrecht ergeben sich in Bezug auf den Verfahrensgegenstand keine Einschränkungen des Umfangs der Prüfung der Verfassungsmäßigkeit durch das Bundesverfassungsgericht (I.). Eine Verletzung von Art. 12 Abs. 1 und Art. 14 Abs. 1 GG kann mangels Eingriffscharakters des § 12 ZuG 2007 nicht festgestellt werden (II.). Auch verletzt § 12 ZuG 2007 weder das Gleichbehandlungsgebot aus Art. 3 Abs. 1 GG (III.) noch Art. 20 a GG (IV.).

I.

66

1. Die im Grundsatz umfassende Prüfung der Verfassungsmäßigkeit einer Norm durch das Bundesverfassungsgericht im Verfahren nach Art. 93 Abs. 1 Nr. 2 GG kann eingeschränkt sein in Fällen, in denen eine Vorschrift einen Bezug zu europäischem Gemeinschaftsrecht aufweist.

67

Das Bundesverfassungsgericht ist grundsätzlich gehindert, über die Gültigkeit von Gemeinschaftsrecht zu entscheiden, da es sich hierbei nicht um einen Akt deutscher Staatsgewalt handelt (vgl. BVerfGE 22, 293 <295 ff.>; 37, 271 <281 f.>).

68

Über die Anwendbarkeit von abgeleitetem Gemeinschaftsrecht in Deutschland, das als Rechtsgrundlage für ein Verhalten deutscher Gerichte und Behörden im Hoheitsbereich der Bundesrepublik Deutschland in Anspruch genommen wird, übt das Bundesverfassungsgericht seine Gerichtsbarkeit nicht mehr aus und überprüft dieses Recht mithin nicht am Maßstab der Grundrechte des Grundgesetzes, solange die Europäischen Gemeinschaften, insbesondere die Rechtsprechung des Gerichtshofs der Europäischen Gemeinschaften, einen wirksamen Schutz der Grundrechte gegenüber der Hoheitsgewalt der Gemeinschaften generell gewährleisten, der dem vom Grundgesetz jeweils als unabdingbar gebotenen Grundrechtsschutz im Wesentlichen gleich zu achten ist, zumal den Wesensgehalt der jeweiligen Grundrechte generell verbürgt (vgl. BVerfGE 73, 339 <387>; 102, 147 <162 ff.>).

69

Diese von der Senatsrechtsprechung bisher nur in Bezug auf Verordnungen (vgl. BVerfGE 22, 293; 37, 271; 73, 339; 102, 147) getroffenen Aussagen gelten auf der Grundlage von

Art. 23 Abs. 1 GG auch für Richtlinien. Auch eine innerstaatliche Rechtsvorschrift, die eine Richtlinie in deutsches Recht umsetzt, wird insoweit nicht an den Grundrechten des Grundgesetzes gemessen, als das Gemeinschaftsrecht keinen Umsetzungsspielraum lässt, sondern zwingende Vorgaben macht (vgl. bereits BVerfG, 2. Kammer des Zweiten Senats, Beschluss vom 12. Mai 1989 - 2 BvQ 3/89 -, NJW 1990, S. 974; 3. Kammer des Zweiten Senats, Beschluss vom 9. Juli 1992 - 2 BvR 1096/92 -, NVwZ 1993, S. 883; 2. Kammer des Ersten Senats, Beschluss vom 9. Januar 2001 - 1 BvR 1036/99 -, NJW 2001, S. 1267; BVerfGK 3, 331; ähnlich nun auch für das französische Verfassungsrecht Conseil d'État, Entscheidung vom 8. Februar 2007, Nr. 287110). Gleiches gilt auch für den Fall einer an die Bundesrepublik Deutschland gerichteten Entscheidung nach Art. 249 Abs. 4 EG, beispielsweise im Falle eines Beihilferückforderungsverlangens der Kommission (vgl. BVerfG, 1. Kammer des Zweiten Senats, Beschluss vom 17. Februar 2000 - 2 BvR 1210/98 -, NJW 2000, S. 2015).

70

Nichts anderes ergibt sich aus dem Beschluss des Zweiten Senats vom 22. Januar 1997, in dem es um die Frage ging, ob die eine Richtlinie umsetzende Verpflichtung, auf Packungen von Tabakerzeugnissen Warnungen vor den Gesundheitsgefahren des Rauchens zu verbreiten, mit den Grundrechten vereinbar ist (vgl. BVerfGE 95, 173). Zwar wurde dort die deutsche Umsetzungsverordnung ohne ein Eingehen auf die Solange II-Entscheidung (BVerfGE 73, 339) am Maßstab der Grundrechte geprüft. Allerdings war in einem vorausgehenden Eilverfahren bereits festgestellt worden, dass die betreffende Etikettierungsrichtlinie den Mitgliedstaaten einen erheblichen Gestaltungsspielraum eröffne (vgl. BVerfG, 2. Kammer des Zweiten Senats, Beschluss vom 12. Mai 1989 - 2 BvQ 3/89 -, NJW 1990, S. 974). Außerdem war das Bundesverfassungsgericht damals noch davon ausgegangen, dass gegen unmittelbar belastende bundesrechtliche Verordnungen kein Rechtsweg zu den Fachgerichten gegeben sei und dass damit der Beschwer nur mit einer Verfassungsbeschwerde abgeholfen werden könne (vgl. BVerfGE 95, 173 <180>). Insoweit hat sich die Rechtslage jedoch weiterentwickelt (vgl. BVerfGE 115, 81). Schließlich hat das für den Umfang der Ausübung der deutschen Verfassungsgerichtsbarkeit maßgebliche Kriterium eines verbleibenden Gestaltungsspielraums im Urteil des Zweiten Senats vom 18. Juli 2005 eine weitere Bestätigung gefunden. Dort wurde festgestellt, dass Umsetzungsspielräume, die ein EU-Rahmenbeschluss nach Art. 34 Abs. 2 Buchstabe b EU den Mitgliedstaaten belässt, in grundrechtsschonender Weise auszufüllen sind (vgl. BVerfGE 113, 273 <300>).

71

Die Übertragung der oben genannten Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts (vgl. BVerfGE 73, 339 <387>; 102, 147 <162 ff.>) auf Richtlinien und das hierzu ergangene innerstaatliche Umsetzungsrecht hängt auch nicht davon ab, dass eine Richtlinie ausnahmsweise wie eine Verordnung unmittelbare Wirkung entfaltet und ihr damit Anwendungsvorrang gegenüber entgegenstehenden mitgliedstaatlichen Normen zukommt (vgl. dazu EuGH, Urteil vom 22. Mai 2003, Rs. C-462/99 - Connect Austria Gesellschaft für Telekommunikation GmbH/ Telekom-Control-Kommission -, Slg. 2003, I-5197). Ob eine Richtlinie die Voraussetzungen für ihre unmittelbare Anwendbarkeit erfüllt, ist im vorliegenden Zusammenhang nicht entscheidend. Denn auch zwingende Vorgaben einer Richtlinie, der nach der Rechtsprechung des Gerichtshofs der Europäischen Gemeinschaften keine unmittelbare Wirkung zukommt, müssen nach Art. 249 Abs. 3 EG vom Mitgliedstaat umgesetzt werden.

72

Die Bindung an zwingende Vorgaben einer Richtlinie nach Art. 249 Abs. 3 EG befindet sich in Übereinstimmung mit den in Art. 23 Abs. 1 GG genannten Rechtsgrundsätzen des Grundgesetzes, wenn und solange auf Gemeinschaftsebene ein im Wesentlichen dem grundgesetzlichen Standard entsprechendes Rechtsschutzsystem vorhanden ist (vgl.

BVerfGE 73, 339 (373 f.); BVerfG, 4. Kammer des Zweiten Senats, Beschluss vom 4. April 2001 - 2 BvR 2368/99 -, NJW 2001, S. 2705). Hierfür ist es aufgrund der Ausgestaltung des Rechtsschutzsystems in der Gemeinschaft nach Art. 220 ff. EG wegen des sich aus dem Gemeinschaftsrecht (vgl. EuGH, Urteil vom 1. April 2004, Rs. C-263/02 P - Kommission/Jégo-Quéré & Cie SA - Slg. 2004, I-3425) sowie aus dem Grundgesetz - insbesondere Art. 19 Abs. 4 GG - ergebenden Rechts auf effektiven Rechtsschutz erforderlich, dass die Fachgerichte die gemeinschaftsrechtlichen Vorgaben an den Gemeinschaftsgrundrechten messen und gegebenenfalls ein Vorabentscheidungsverfahren nach Art. 234 EG durchführen. Erklärt daraufhin der Gerichtshof der Europäischen Gemeinschaften eine Richtlinie für ungültig, wird zwar das deutsche Umsetzungsgesetz nicht automatisch ebenfalls unbeachtlich. Jedoch ist dann Raum für eine Prüfung an den deutschen Grundrechten und gegebenenfalls für eine Vorlage nach Art. 100 GG (vgl. W. Cremer, DV 37 (2004), S. 165 (186 f.)).

73

2. Bei Anwendung dieser Vorgaben kann das Bundesverfassungsgericht im vorliegenden Verfahren die Verfassungsmäßigkeit des § 12 ZuG 2007 vollumfänglich prüfen. Zwar beruhen die Einführung des Emissionshandelssystems, das grundsätzliche Erfordernis der quantitativen Begrenzung und sukzessiven Minderung der Emissionen sowie die Genehmigungspflichtigkeit der Emissionen auf europäischem Gemeinschaftsrecht und den sie umsetzenden nationalen Bestimmungen des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes und des Zuteilungsgesetzes 2007. Derlei freiheitsverkürzende Maßnahmen, die ausschließlich auf Gemeinschaftsrecht beruhen, können folglich für sich genommen nur anhand der Gemeinschaftsgrundrechte gemessen werden. Insoweit übt das Bundesverfassungsgericht seine Jurisdiktionsgewalt nicht aus.

74

Die Anerkennung frühzeitiger Emissionsminderungen, wie § 12 ZuG 2007 sie vorsieht, ist jedoch ausdrücklich in das Gestaltungsermessen der Mitgliedstaaten gestellt. Nach Ziffer 7 des Anhangs III der Richtlinie 2003/87/EG kann der nationale Zuteilungsplan, der Grundlage des jeweiligen Zuteilungsgesetzes ist, Vorleistungen berücksichtigen. In diesem Fall muss er Angaben darüber enthalten, wie den Vorleistungen Rechnung getragen wird (vgl. Körner/Vierhaus, in: dies. (Hrsg.), TEHG, Kommentar, 2005, § 12 ZuG 2007, Rn. 4). Diese Option geht vor allem auf Bemühungen Deutschlands zurück, das sicherstellen wollte, dass die erheblichen Vorleistungen bei der Sanierung der Industrie und Energiewirtschaft in den neuen Ländern jedenfalls teilweise bei der Zuteilung berücksichtigt werden können (vgl. Greinacher/Ehrmann, in: Elspas/Salje/Stewing (Hrsg.), Emissionshandel, 2006, S. 189). Dass die genannte Bestimmung keinen verpflichtenden Charakter hat, zeigt sich letztlich auch in der unterschiedlichen, aber beanstandungsfreien Handhabung in den einzelnen Mitgliedstaaten (vgl. Ott, in: Elspas/Salje/Stewing (Hrsg.), a.a.O., S. 792).

II.

75

Eine Verletzung von Art. 14 Abs. 1 GG oder Art. 12 Abs. 1 GG durch § 12 ZuG 2007 kann nicht festgestellt werden.

76

Die angegriffene Norm lässt sich schon nicht als Eingriff in Freiheitsgrundrechte begreifen. § 12 ZuG 2007 hat ausschließlich privilegierende Funktion. Er erkennt frühzeitige Emissionsminderungen an und stellt die betreffenden Anlagenbetreiber besser als die Betreiber nicht modernisierter Bestandsanlagen, indem er sie keiner Kürzung durch den in § 5 ZuG 2007 grundsätzlich vorgesehenen Erfüllungsfaktor unterwirft. In der Folge wird bei Überschreitung des Gesamt-Budgets auch keine Kürzung nach Maßgabe des § 4 Abs. 4 ZuG 2007 vorgenommen. Soweit die Antragstellerin hiergegen einwendet, im Zusammenhang mit der

Begründung einer auf der Zuteilung von Rechten beruhenden neuen Marktordnung könne ein Grundrechtseingriff auch in einer unzureichenden Begünstigung liegen, kann dem nicht gefolgt werden. Bezeichnenderweise hebt die Antragstellerin insoweit darauf ab, dass sich die freiheitsverkürzende und damit grundrechtsbeschränkende Wirkung aus dem Gesamtwirkungszusammenhang der Norm im Rahmen von Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz und Zuteilungsgesetz 2007 ergebe. Damit räumt sie – mindestens indirekt – ein, dass sich die Eingriffsqualität nicht aus § 12 ZuG 2007 ergibt, sondern aus der Limitierung der zulässigen Emissionen und der Einführung des Handelssystems.

77

§ 12 ZuG 2007 verkürzt jedoch für sich genommen Freiheitsgrundrechte nicht. Dies erhellt auch ein Blick auf die Rechtslage im Falle des Erfolgs des Antrags. Würde dem Antrag im hiesigen Verfahren stattgegeben und § 12 ZuG 2007 für verfassungswidrig erklärt, wäre auf modernisierte Anlagen (nur) die allgemeine Vorschrift des § 7 ZuG 2007 anzuwenden mit der Folge, dass die ohnehin schon geringen historischen Emissionen der modernisierten Anlagen um den Erfüllungsfaktor nach § 5 ZuG 2007 und nochmals gemäß § 4 Abs. 4 ZuG 2007 gemindert würden. Dementsprechend kämen insgesamt 7,4 % weniger Zertifikate zur Vergabe an die betreffenden Anlagenbetreiber. Die betroffenen Unternehmen würden folglich deutlich schlechter stehen, wäre die Vorschrift des § 12 ZuG 2007 unanwendbar oder gar nichtig.

III.

78

§ 12 ZuG 2007 verstößt auch nicht gegen Art. 3 Abs. 1 GG.

79

1. Aus dem allgemeinen Gleichheitssatz des Art. 3 Abs. 1 GG ergeben sich je nach Regelungsgegenstand und Differenzierungsmerkmalen unterschiedliche Grenzen für den Gesetzgeber, die vom bloßen Willkürverbot bis zu einer strengen Bindung an Verhältnismäßigkeitserfordernisse reichen.

80

a) Bei der Ungleichbehandlung von Personengruppen unterliegt der Gesetzgeber regelmäßig einer strengen Bindung. Dies gilt auch, wenn eine Ungleichbehandlung von Sachverhalten mittelbar eine Ungleichbehandlung von Personengruppen bewirkt. Das Bundesverfassungsgericht prüft dann im Einzelnen nach, ob für die vorgesehene Differenzierung Gründe von solcher Art und solchem Gewicht bestehen, dass sie die ungleichen Rechtsfolgen rechtfertigen können (vgl. BVerfGE 88, 87 <96 f.>; 95, 267 <316 f.>; 101, 54 <101>; 110, 274 <291>). Überdies sind dem Gesetzgeber desto engere Grenzen gesetzt, je stärker sich die Ungleichbehandlung von Personen oder Sachverhalten auf die Ausübung grundrechtlich geschützter Freiheiten nachteilig auswirken kann (vgl. BVerfGE 99, 367 <388>).

81

Die genannten Voraussetzungen für eine strikte Bindung des Gesetzgebers an das Verhältnismäßigkeitsprinzip liegen in Bezug auf § 12 ZuG 2007 indessen nicht vor. Eine an personelle Merkmale anknüpfende Ungleichbehandlung ist nicht gegeben. Vielmehr knüpfen die Zuteilungsregeln des Zuteilungsgesetzes 2007 an sachliche Unterschiede zwischen den dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz unterfallenden Anlagen an. Hierdurch wird auch keine mittelbare Ungleichbehandlung von Personengruppen bewirkt. Zwar entfielen laut der Stellungnahme der Bundesregierung zum vorliegenden Verfahren 84 % der Zuteilungen nach § 12 ZuG 2007 auf Anlagen in den neuen Bundesländern (einschließlich Berlin). Gleichwohl wird damit keine abgrenzbare Gruppe an Personen betroffen. Denn maßgeblich ist allein die Anlage als solche. Die Betreiber der frühzeitig modernisierten Anlage müssen nicht zwangsläufig in den neuen Bundesländern ansässig sein. Schließlich hat die hier zur Prüfung gestellte Vorschrift des § 12 ZuG 2007 – wie bereits festgestellt – keinen Eingriffscharakter,

so dass auch insoweit im Hinblick auf Art. 3 Abs. 1 GG keine Bindung des Gesetzgebers an den Verhältnismäßigkeitsgrundsatz angezeigt ist.

82

b) Will der Gesetzgeber lediglich ein bestimmtes Verhalten der Bürger fördern, das ihm aus wirtschafts-, sozial-, umwelt- oder gesellschaftspolitischen Gründen erwünscht ist, hat er einen großen Gestaltungsspielraum. In der Entscheidung darüber, welche Personen oder Unternehmen durch den Staat gefördert werden sollen, ist er weitgehend frei (vgl. BVerfGE 17, 210 <216>; 93, 319 <350>). Zwar bleibt er auch hier an den Gleichheitssatz gebunden. Das bedeutet aber nur, dass er seine Vergünstigungen nicht nach unsachlichen Gesichtspunkten, also nicht willkürlich verteilen darf (vgl. BVerfGE 110, 274 <293>). Sachbezogene Gesichtspunkte stehen ihm in weitem Umfang zu Gebote, solange die Regelung sich nicht auf eine der Lebenserfahrung geradezu widersprechende Würdigung der jeweiligen Lebenssachverhalte stützt, insbesondere der Kreis der von der Maßnahme Begünstigten sachgerecht abgegrenzt ist (vgl. BVerfGE 17, 210 <216>; 110, 274 <293>).

83

Ähnlich wie im Bereich der Erhebung von Abgaben darf der Gesetzgeber bei der Verteilung knapper Ressourcen seine Gesetzgebungskompetenz grundsätzlich auch ausüben, um Lenkungswirkungen zu erzielen. Er darf nicht nur durch Ge- und Verbote, sondern ebenso mittelbar verhaltenssteuernd auf Wirtschaft und Gesellschaft gestaltend Einfluss nehmen. Der Gesetzgeber verpflichtet dann den Bürger nicht rechtsverbindlich zu einem bestimmten Verhalten, gibt ihm aber durch Belastung eines unerwünschten oder durch Privilegierung eines erwünschten Verhaltens ein Motiv, sich für ein bestimmtes Tun oder Unterlassen zu entscheiden (vgl. BVerfGE 98, 106 <117>; 110, 274 <292>). Verfolgt ein Gesetz zulässigerweise auch Lenkungsziele, so muss der Lenkungszweck von einer erkennbaren gesetzgeberischen Entscheidung getragen (vgl. BVerfGE 105, 73 <112 f.>) und ebenfalls gleichheitsgerecht ausgestaltet sein (vgl. BVerfGE 93, 121 <148>; 99, 280 <296>; stRspr). Dabei müssen etwa Standortvorteile, die auf einem ökologisch bedenklichen Umgang mit Gütern der Allgemeinheit beruhen, nicht auf Dauer erhalten bleiben (vgl. BVerfGE 110, 274 <293>). Schafft der Gesetzgeber durch die gezielte Belastung des Schadstoffausstoßes einen Anreiz dafür, ein ökologisch unerwünschtes Verhalten einzuschränken, ist er durch Art. 3 Abs. 1 GG nicht gehindert, besonders problematischen Wettbewerbssituationen durch Vergünstigungen für die davon betroffenen Unternehmen Rechnung zu tragen (vgl. BVerfGE 93, 319 <349 f.>; 110, 274 <293>).

84

Zu berücksichtigen ist bei der Verteilung begrenzter Ressourcen allerdings, dass die Begünstigung der einen Gruppe einen unmittelbaren Nachteil der anderen Gruppe bewirkt. Da nämlich das nationale Kontingent an Treibhausgasemissionen feststeht und nicht zu steigern ist, wirkte sich eine weitere Bevorzugung frühzeitiger Emissionsminderungen dahingehend aus, dass für die übrigen Bestandsanlagen ein geringeres Emissionskontingent verbliebe. Der einzelne Anlagenbetreiber müsste noch weiter hinter seinen historischen Emissionen in der Basisperiode zurückbleiben.

85

Für die vorliegend zu entscheidende Verfassungsrechtsfrage bedeutet dies, dass ein Verfassungsverstoß nur festgestellt werden kann, wenn eine Ungleichbehandlung zwischen denjenigen Unternehmen, die ihre Anlagen frühzeitig modernisiert haben, und den von der Antragstellerin benannten Vergleichsgruppen vorliegt, und die Unsachlichkeit der Differenzierung unter Berücksichtigung der genannten Vorgaben evident ist (vgl. BVerfGE 99, 367 <389>).

86

2. Bei Anwendung dieser Maßstäbe ist eine Verletzung des Gleichbehandlungsgebots aus Art. 3 Abs. 1 GG durch § 12 ZuG 2007 nicht festzustellen. Dies gilt sowohl im Hinblick

auf die Zuteilung für Neuanlagen als Ersatzanlagen nach § 10 ZuG 2007 (a), als auch im Hinblick auf die Zuteilung nach der Optionsregel des § 7 Abs. 12 ZuG 2007 (b) sowie nach den übrigen Zuteilungsregeln des § 7 ZuG 2007 für nicht modernisierte Bestandsanlagen (c), des Weiteren im Hinblick auf die Zuteilung für die vor dem Jahr 1994 modernisierten Anlagen (d) und schließlich auch mit Blick auf Anlagen, deren frühzeitige Emissionsminderungen nicht den Anforderungen des § 12 ZuG 2007 entsprechen (e).

87

a) Eine sachlich nicht gerechtfertigte Ungleichbehandlung der Zuteilung nach § 12 ZuG 2007 für frühzeitige Emissionsminderungen im Vergleich zu Zuteilungen nach § 10 ZuG 2007 für Neuanlagen als Ersatzanlagen liegt nicht vor.

88

aa) Ersetzt ein Betreiber eine Anlage im Sinne von § 7 ZuG 2007 innerhalb eines Zeitraums von drei Monaten nach Einstellung ihres Betriebes durch Inbetriebnahme einer Neuanlage in Deutschland, die der ersetzten Anlage nach Maßgabe des Anhangs 2 zum Zuteilungsgesetz 2007 vergleichbar ist, so werden ihm auf Antrag für vier Betriebsjahre nach Betriebseinstellung Berechtigungen für die Neuanlage in einem Umfang zugeteilt, wie er sich aus der entsprechenden Anwendung des § 7 Abs. 1 bis 6, 10 und 11 ZuG 2007 auf die ersetzte Anlage ergibt (§ 10 Abs. 1 Satz 1 1. Halbsatz ZuG 2007). Bei der Zuteilung für die vier Betriebsjahre wird ein Erfüllungsfaktor in Ansatz gebracht, wie er für die ersetzte Anlage Anwendung gefunden hätte (§ 10 Abs. 1 Satz 2 ZuG 2007). Dem Betreiber werden für die Neuanlage für weitere 14 Jahre Berechtigungen ohne Anwendung eines Erfüllungsfaktors zugeteilt (§ 10 Abs. 1 Satz 3 ZuG 2007). Die Vorschrift soll zum einen Innovationsanreize schaffen und so dem Klimaschutz dienen und zum anderen Planungs- und Investitionssicherheit für Neuanlagen schaffen (vgl. BTDrucks 15/2966, S. 21).

89

Die Bevorzugung der Betreiber von Neuanlagen nach § 10 ZuG 2007 gegenüber den Betreibern frühzeitig – das heißt von 1994 bis Ende 2002 - modernisierter Anlagen nach § 12 ZuG 2007 besteht also zum einen darin, dass die alte - regelmäßig emissionsreiche - Anlage für die ersten vier Betriebsjahre den Umfang der Berechtigungen für die Neuanlage prägt und zum anderen, dass im Anschluss hieran für 14 Jahre ein Erfüllungsfaktor von 1 in Ansatz gebracht wird. Diese Bevorzugung der Betreiber von Neuanlagen hält die Antragstellerin für verfassungswidrig.

90

Verfassungsrechtlich relevant ist jedoch nur die Ungleichbehandlung von wesentlich Gleichem (vgl. BVerfGE 49, 148 <165>). Von daher verbietet sich mit Blick auf Art. 3 Abs. 1 GG ein pauschaler Vergleich von Neuanlagen nach § 10 ZuG 2007 und modernisierten Bestandsanlagen nach § 12 ZuG 2007. Modernisierte Bestandsanlagen und Neuanlagen sind nach dem Konzept des Gesetzgebers (vgl. zu dessen Erheblichkeit BVerfGE 49, 148 <165>), aber auch bezogen auf die verwendete Anlagentechnik regelmäßig nicht wesentlich gleich. Die Vergleichsgruppe könnte allenfalls dergestalt gebildet werden, dass aus der Gruppe der dem Anwendungsbereich des § 12 ZuG 2007 unterfallenden Anlagen diejenigen ausgewählt werden, die in dem in § 12 ZuG 2007 genannten Zeitraum von 1994 bis Ende 2002 überhaupt erst in Betrieb genommen wurden, da nur solche Anlagen regelmäßig über eine mit Neuanlagen vergleichbare Anlagentechnik verfügen. Diese Anlagen werden nach § 12 Abs. 5 ZuG 2007 in der Weise privilegiert, dass zum einen keine Emissionsminderungen nachgewiesen werden müssen und zum anderen für zwölf auf das Jahr der Inbetriebnahme folgende Kalenderjahre der Erfüllungsfaktor 1 angesetzt wird, die betreffenden Unternehmen also einstweilen ohne Emissionsreduzierung weiter produzieren können.

91

bb) Ein Vergleich der Gruppe der vor 2003 in Betrieb gegangenen Anlagen (§ 12 Abs. 5 ZuG 2007) mit der Gruppe der im Jahr 2005 oder später durch Neuanlagen ersetzten Anlagen (§ 10 ZuG 2007) ergibt, dass die Ungleichbehandlung gerechtfertigt ist. Die Neuanlagen nach § 10 ZuG 2007 kommen zwei Jahre länger in den Genuss des Ansatzes des Erfüllungsfaktors 1. Sie haben überdies die Chance, für die ersten vier Jahre des Betriebs die - nach den allgemeinen Grundsätzen des § 7 ZuG 2007 gekürzten - historischen Emissionen der stillgelegten Anlage zur Grundlage der Zuteilung zu machen. § 10 ZuG 2007 hat in besonderem Maße die Zielerreichung - die Minderung der Treibhausgasemissionen bis 2012 um 21 % gegenüber 1990 - im Blick. Die Vorschrift schafft ebenso wie die Neuanlagenregelung des § 11 ZuG 2007 für zusätzliche Neuanlagen Innovationsanreize und dient damit dem aktiven Klimaschutz. Maßnahmen, die vor Inkrafttreten des Emissionshandelssystems ergriffen wurden, haben dagegen keine weiteren Klimaschutzeffekte. Wie die Bundesregierung zutreffend bemerkt, geht es bei § 12 Abs. 5 ZuG 2007 nur noch um eine angemessene Honorierung für Vergangenes, während § 10 ZuG 2007 der Motivation zu Künftigem dient.

92

Berücksichtigt man zudem noch die Bedeutung der vom Gesetzgeber offenbar mit § 10 ZuG 2007 in den Blick genommenen Gruppe der Kraftwerksbetreiber für den Klimaschutz (vgl. BTDruks 15/2966, S. 15), ist der zusätzliche, über § 12 Abs. 5 ZuG 2007 hinausgehende Anreiz für die Errichtung von Neuanlagen als Ersatzanlagen sachlich gerechtfertigt. Gerade im Bereich der Kraftwerke mit beträchtlichen Bauzeiten, erheblichen Investitionen und langen Laufzeiten ist es geboten, für künftige Zeiträume Planungssicherheit und Verlässlichkeit zu schaffen. Die "4 plus 14-Regel" des § 10 ZuG 2007 dient diesem Anliegen, das im Übrigen durch eine besondere Malusregel für Kohlekraftwerke (§ 7 Abs. 7 ZuG 2007) flankiert wird. Vergleichbar der Situation im Abgabenrecht ist es dem Gesetzgeber auch bei der Zuteilung von Emissionsberechtigungen gestattet, ein - dem gesetzgeberischen Lenkungszweck entsprechendes - erwünschtes Verhalten der Normunterworfenen zu fördern (vgl. zuletzt BVerfGE 110, 274 <292>). Eine verfassungswidrige Ungleichbehandlung lässt sich unter Berücksichtigung des großen Gestaltungsspielraums des Gesetzgebers (vgl. BVerfGE 110, 274 <293>) mit Blick auf § 10 ZuG 2007 nicht feststellen.

93

b) Dies gilt auch im Hinblick auf § 7 Abs. 12 ZuG 2007.

94

Die Antragstellerin rügt aus den gleichen Gründen wie mit Blick auf § 10 ZuG 2007 eine Art. 3 Abs. 1 GG verletzende Besserstellung derjenigen Anlagenbetreiber, die von dem Optionsrecht des § 7 Abs. 12 ZuG 2007 Gebrauch machen, gegenüber den unter § 12 ZuG 2007 fallenden Anlagenbetreibern. Nach § 7 Abs. 12 ZuG 2007 kann jeder Anlagenbetreiber frei für eine Zuteilung auf der Grundlage von Emissionswerten, das heißt ohne Anwendung eines Erfüllungsfaktors, nach § 11 ZuG 2007 optieren. Da die Ausübung des Optionsrechts allen Betreibern von Anlagen nach § 7 ZuG 2007 zusteht, also auch Betreibern von Anlagen, die frühzeitig Emissionsminderungen durchgeführt haben (vgl. §§ 7 und 12 ZuG 2007), ist nicht ersichtlich, worin eine Schlechterstellung der Gruppe von Anlagenbetreibern liegen soll, die frühzeitige Emissionsminderungen vorgenommen haben.

95

c) Auch bei einem Vergleich der Zuteilung für nach dem 1. Januar 2005 vorgenommene Modernisierungen (so genannte late-actions) mit der Zuteilung für frühzeitige Emissionsminderungen nach § 12 ZuG 2007 kann eine verfassungsrechtlich ungerechtfertigte Ungleichbehandlung im Sinn von Art. 3 Abs. 1 GG nicht festgestellt werden.

96

aa) Die unter § 12 ZuG 2007 fallenden frühzeitigen Emissionsminderungen werden - wie bereits dargestellt - dergestalt begünstigt, dass für zwölf auf den Abschluss der Modernisierungsmaßnahmen folgende Jahre ein Erfüllungsfaktor von 1 angesetzt wird, dass also keine Einbußen bei den Kohlendioxid-Emissionen und damit der Produktion gegenüber der Basisperiode – nach dem in § 7 Abs. 2 ZuG 2007 geregelten Grundfall die Periode 2000 bis 2002 - zu gewärtigen sind.

97

Bei den late-actions, also den nach dem 1. Januar 2005 durchgeführten oder durchzuführenden Modernisierungen, verhält es sich demgegenüber im Grundsatz wie folgt: Die Zuteilung erfolgt bezogen auf die vor der Modernisierung regelmäßig höheren Emissionen in der Basisperiode. Ausschlaggebend ist insoweit die "schmutzige Produktion". Die Werte der Basisperiode werden allerdings im Grundsatz gemäß § 7 Abs. 1 Satz 1 ZuG 2007 um den Erfüllungsfaktor nach § 5 ZuG 2007 und nochmals nach § 4 Abs. 4 ZuG 2007 gekürzt. Dies führt zu einer Minderausstattung gegenüber der Basisperiode von 7,4 %. Sofern eine late-action nun zu einer darüber hinausgehenden Emissionsreduktion führt, können die nicht benötigten Zertifikate am Markt veräußert werden und so indirekt zur Finanzierung der Modernisierungsmaßnahme beitragen.

98

bb) Die Ungleichbehandlung von early- und late-actions beruht nicht auf unsachlichen Gesichtspunkten und erweist sich nicht als willkürlich. Je nach Umfang der Reduktion wird entweder die frühe oder die späte Modernisierung günstiger sein. Die Bundesregierung weist zu Recht darauf hin, dass early-action-Anlagen zum Teil eine höhere Zuteilung erfahren werden als nach 2004 modernisierte Anlagen. Hinzu kommt für sie die Planungssicherheit für zwölf auf die Modernisierung folgende Jahre. Demgegenüber ist unklar, inwieweit late-actions in künftigen Zuteilungsperioden noch begünstigt sein werden. Je nach Umfang der Kohlendioxid-Reduktion werden sich möglicherweise die late-actions als günstiger erweisen. Der Gesetzgeber ist in Konstellationen der vorliegenden Art jedoch in weitem Umfang zum Erlass typisierender und generalisierender Regelungen berechtigt (vgl. schon BVerfGE 26, 16 (31)). Er darf für künftige Modernisierungen besondere Anreize vorsehen, zumal dann, wenn die erreichten Reduktionen von beträchtlichem Ausmaß sind. Hierin liegen gerade Sinn und Zweck des Emissionshandels. Den Anforderungen des Art. 3 Abs. 1 GG ist der Gesetzgeber mit § 12 ZuG 2007 und der darin vorgesehenen Privilegierung frühzeitiger Emissionsminderungen demnach gerecht geworden.

99

d) Eine verfassungsrechtlich nicht gerechtfertigte Ungleichbehandlung im Sinn von Art. 3 Abs. 1 GG von unter § 12 ZuG 2007 fallenden Anlagen im Vergleich zu vor dem Jahr 1994 modernisierten Anlagen liegt ebenfalls nicht vor.

100

aa) Wer seine Anlagen bis zum 31. Dezember 1993 modernisiert und dadurch zur Reduktion der Treibhausgase beigetragen hatte, erhält keine Vergünstigung durch § 12 ZuG 2007. Er wird behandelt wie die Betreiber nicht modernisierter Bestandsanlagen (§ 7 ZuG 2007). Seine historischen Emissionen werden folglich um den Erfüllungsfaktor nach § 5 ZuG 2007 - und gegebenenfalls nochmals nach § 4 Abs. 4 ZuG 2007 - gekürzt. Nur in diesem Maße werden ihm - freilich ebenfalls kostenlos - Zertifikate zugeteilt. In dem Umfang der Kürzung liegt ein Eingriff in das Eigentumsgrundrecht und die Berufsausübungsfreiheit vor, der im Rahmen der Prüfung des Art. 3 Abs. 1 GG zu berücksichtigen und durch sachliche Gründe zu rechtfertigen ist.

101

bb) Die Ungleichbehandlung von Modernisierungsmaßnahmen vor und nach dem 31.

Dezember 1993 ist gerechtfertigt. Bei der Festsetzung von Stichtagen steht dem Gesetzgeber ein beträchtlicher Einschätzungsspielraum zu (vgl. nur BVerfGE 95, 64 <89>). Das Bundesverfassungsgericht beschränkt sich insoweit auf die Prüfung, ob der Gesetzgeber seinen Spielraum in sachgerechter Weise genutzt, die für die zeitliche Anknüpfung in Betracht kommenden Faktoren hinreichend gewürdigt und eine sachlich begründete Entscheidung getroffen hat (vgl. BVerfGE 44, 1 <21>).

102

103

Im Übrigen ist auch die Erwägung des Gesetzgebers verfassungsrechtlich nicht zu beanstanden, dass er solche Maßnahmen unter klimapolitischem Blickwinkel aus Sicht des heutigen Standes der Technik nicht mehr für besonders honorierungswürdig hält, die bei Inkrafttreten des Emissionshandels mindestens elf Jahre zurück liegen und von denen heute kein zusätzlicher Nutzen für eine weitere Reduktion der Treibhausgasemissionen mehr ausgeht (vgl. BTDrucks 15/2966, S. 23).

104

e) Schließlich liegt auch keine verfassungsrechtlich ungerechtfertigte Ungleichbehandlung im Sinn von Art. 3 Abs. 1 GG von den unter § 12 ZuG 2007 fallenden Anlagen im Vergleich zu Anlagen vor, deren frühzeitige Emissionsminderungen nicht den Anforderungen des § 12 ZuG 2007 entsprechen.

105

aa) Zwar liegt insoweit eine Ungleichbehandlung vor. Anlagen, deren frühzeitige Emissionsminderungen nicht den Anforderungen des § 12 ZuG 2007 entsprechen, werden behandelt wie nicht oder vor 1994 modernisierte Anlagen. Ihr bisheriges Emissionskontingent wird ebenfalls nach § 5 ZuG 2007 – und gegebenenfalls nochmals nach § 4 Abs. 4 ZuG 2007 – gekürzt.

106

bb) Jedoch ist die Ungleichbehandlung auch hier gerechtfertigt. Ein vernünftiger, sachlich einleuchtender Grund besteht darin, dass solche Maßnahmen nicht begünstigt werden sollen, die als betriebsübliche Reduktionen bezeichnet werden können (§ 12 Abs. 1 Satz 3 ZuG 2007). Solchen Einsparungen kommt ein besonderer Klimaschutzeffekt nicht zu.

107

Auch gegen die Staffelung der Reduktionen pro Kalenderjahr in § 12 Abs. 1 Satz 4 ZuG 2007, die zwischen 7 % im Jahr 1994 und 15 % im Jahr 2002 liegt, ist mit Blick auf Art. 3 Abs. 1 GG nichts zu erinnern. Früher durchgeführte Modernisierungsmaßnahmen werden insofern bevorzugt, als hierfür insgesamt weniger Emissionsminderungen nachzuweisen sind. Dies ist zum einen dadurch gerechtfertigt, dass frühzeitig durchgeführte Modernisierungsmaßnahmen im Vergleich zu späteren Modernisierungsmaßnahmen über die Jahre zu mehr Emissionsreduktionen geführt haben und insofern durch diese Regelung ein Ausgleich geschaffen wird. Zum anderen kann bei später durchgeführten Modernisierungsmaßnahmen aufgrund der verbesserten Technologie auch von einem höheren Reduktionsniveau ausgegangen werden (vgl. BTDrucks 15/2966, S. 23).

108

Hinzu kommt, dass dem Vorteil der von § 12 ZuG 2007 begünstigten Anlagen ein mindestens gleich hoher Nutzen im Hinblick auf die Erreichung des gesetzgeberischen Ziels gegenüber stehen muss. Da den entsprechenden Betreibern etwa 3 % (vgl. den Erfüllungsfaktor in § 5 ZuG 2007) mehr Zertifikate zugeteilt werden als den sonstigen Bestandsanlagenbetreibern, müssen sie auch mindestens Reduktionen in Höhe von 3 % nachweisen können. Rechnet man zu diesem Vorteil von 3 % hinzu, dass kleinere betriebs-

übliche Einsparungen unberücksichtigt bleiben sollen, erscheint es nicht willkürlich, die Vergünstigungen des § 12 Abs. 1 ZuG 2007 erst ab einer Reduktion von mindestens 7 % einsetzen zu lassen.

109

Es mag sein, dass auch eine andere Staffelung möglich und sinnvoll gewesen wäre. Die getroffene und zur verfassungsrechtlichen Prüfung stehende Regelung des § 12 Abs. 1 Satz 4 ZuG 2007 beruht aber auf vernünftigen Erwägungen und ist mindestens sachlich vertretbar, zumal sie sich in das System der Zuteilungskriterien folgerichtig einpasst. Die gerechteste und zweckmäßigste Lösung zu treffen, verlangt Art. 3 Abs. 1 GG vom Gesetzgeber nicht (vgl. BVerfGE 84, 348 (359)).

IV.

110

§ 12 ZuG 2007 verstößt schließlich auch nicht gegen die verfassungsrechtliche Pflicht des Staates zum Schutz der natürlichen Lebensgrundlagen (Art. 20 a GG).

111

Dieses Vorbringen ist schon im Ansatz verfehlt. Art. 20 a GG verpflichtet den Gesetzgeber, den in Art. 20 a GG enthaltenen Auftrag bei der Rechtssetzung umzusetzen und geeignete Umweltschutzvorschriften zu erlassen. Dabei steht dem Gesetzgeber ein weiter Gestaltungsspielraum zu. § 12 ZuG 2007 hat den Schutz der natürlichen Lebensgrundlagen im Blick, indem er mit Rücksicht auf frühzeitige Emissionsminderungen nachhaltige Reduktionen beim Treibhausgasausstoß honoriert. Insoweit wird die angegriffene Vorschrift dem Verfassungsauftrag aus Art. 20 a GG in besonderem Maße gerecht. Auf der anderen Seite ist der Gesetzgeber gerade in Bezug auf das Nachhaltigkeitsprinzip gehalten, weitere Reduktionen beim Treibhausgasausstoß zu erreichen. Dies ist schwerlich möglich, indem ausschließlich in der Vergangenheit liegende Maßnahmen berücksichtigt werden. Erforderlich ist vielmehr, weitere Anreize für Modernisierungen zu schaffen. Beides, die Anrechnung von early-actions und Anreize für late-actions, ermöglichen die Zuteilungsregeln des Zuteilungsgesetzes 2007 in einer mit Art. 20 a GG im Einklang stehenden Weise.

112

Eher fern der Sache liegt das Vorbringen der Antragstellerin, § 12 ZuG 2007 schaffe Anreize, Modernisierungsmaßnahmen möglichst weit hinaus zu schieben, und schade daher den in Art. 20 a GG genannten Rechtsgütern. Die Bundesregierung hat hierzu zutreffend ausgeführt, dass von dem am 31. August 2004 in Kraft getretenen § 12 ZuG 2007, nach dem in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007 nur bis Ende des Jahres 2002 erreichte Emissionsminderungen berücksichtigt werden, schon aus zeitlichen Gründen kein Anreiz für die Verzögerung freiwilliger Modernisierungsmaßnahmen ausgehen konnte.

Papier
Hoffmann-Riem
Eichberger

Steiner
Bryde

Hohmann-Dennhardt
Gaier
Schluckebier



BUNDESVERFASSUNGSGERICHT

BvR 2036/05 vom 14.5.2007

Decisions

BUNDESVERFASSUNGSGERICHT

- 1 BvR 2036/05 -

In dem Verfahren über die Verfassungsbeschwerde

der H... AG,
vertreten durch den Vorstand,

- Bevollmächtigte:

Rechtsanwälte Professor Dr. Clemens Weidemann und Partner in Sozietät Gleiss Lutz,
Maybachstraße 6, 70469 Stuttgart -

1. unmittelbar gegen

a) das Urteil des Bundesverwaltungsgerichts vom 30. Juni 2005 - BVerwG 7 C 26.04 -,

b) das Urteil des Bayerischen Verwaltungsgerichts Würzburg vom 9. November 2004 -

Nr. W 4 K 04.948 -,

2. mittelbar gegen

§§ 3 bis 9, 17 bis 21 des Gesetzes über den Handel mit Berechtigungen zur Emission
von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz - TEHG) vom 8. Juli 2004 (BGBl
I S. 1578)

hat die 3. Kammer des Ersten Senats des Bundesverfassungsgerichts durch
den Präsidenten Papier
und die Richter Steiner,
Gaier

gemäß § 93 b in Verbindung mit § 93 a BVerfGG in der Fassung der Bekanntmachung
vom 11. August 1993 (BGBl I S. 1473) am 14. Mai 2007 einstimmig beschlossen:

Die Verfassungsbeschwerde wird nicht zur Entscheidung angenommen.

Gründe:

I.

1

Die Verfassungsbeschwerde betrifft die durch das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz
(TEHG) auferlegten Pflichten.

¹ Copyright © 2008 BVerfG

Zitierung: BVerfG, 1 BvR 2036/05 vom 14.5.2007, Absatz-Nr. (1 - 46), http://www.bverfg.de/entscheidungen/rk20070514_1bvr203605.html

2

Die Beschwerdeführerin betreibt in Deutschland selbst oder durch verschiedene Konzerngesellschaften mehrere Anlagen zur Herstellung von Zementklinker und zum Brennen von Kalkstein, darunter das beschwerdegegenständliche Zementwerk. Die Anlagen sind seit vielen Jahren immissionsschutzrechtlich genehmigt und unterliegen nun dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz. Bei ihrem Betrieb, der sehr kapital- und energieintensiv ist, werden große Mengen CO₂ emittiert.

3

Wegen der in §§ 4, 5 und 6 Abs. 1 TEHG geregelten Pflichten erhob die Beschwerdeführerin gegen den Freistaat Bayern erfolglos Anfechtungs- und Feststellungsklage (Urteil des Bayerischen Verwaltungsgerichts Würzburg vom 9. November 2004 - Nr. W 4 K 04.948 -, NVwZ 2005, S. 471).

4

Die daraufhin eingelegte Revision wurde durch Urteil des Bundesverwaltungsgerichts vom 30. Juni 2005 zurückgewiesen (BVerwGE 124, 47). Das Bundesverwaltungsgericht hielt die Klage nur insoweit für zulässig, als die Beschwerdeführerin hilfsweise beantragte, festzustellen, dass sie beim Betrieb ihres Zementwerkes nicht verpflichtet sei, die Anforderungen der §§ 4 und 5 TEHG einzuhalten. Die Klage blieb insoweit jedoch ohne Erfolg in der Sache.

5

Am 26. September 2005 hat die Beschwerdeführerin fristgerecht Verfassungsbeschwerde erhoben. Sie wendet sich unmittelbar gegen die genannten verwaltungsgerichtlichen Urteile sowie mittelbar gegen §§ 3 bis 9, 17 bis 21 TEHG und rügt die Verletzung von Art. 12 Abs. 1, Art. 14 Abs. 1 und 3, Art. 19 Abs. 1 Satz 1 und Abs. 4, Art. 20 Abs. 2 und 3 sowie Art. 87 Abs. 3 Satz 1 GG und von Art. 101 Abs. 1 Satz 2 GG.

II.

6

Die Verfassungsbeschwerde ist nicht zur Entscheidung anzunehmen, weil die Voraussetzungen hierfür nicht vorliegen (vgl. BVerfGE 90, 22 <24 ff.>). Ihr kommt keine grundsätzliche verfassungsrechtliche Bedeutung zu (§ 93 a Abs. 2 Buchstabe a BVerfGG). Die Verfassungsbeschwerde wirft keine Fragen auf, bezüglich deren Beantwortung auf der Grundlage der bisherigen verfassungsgerichtlichen Rechtsprechung ernsthafte Zweifel bestehen. Die Verfassungsbeschwerde ist auch nicht zur Durchsetzung der als verletzt bezeichneten Verfassungsrechte angezeigt (§ 93 a Abs. 2 Buchstabe b BVerfGG). Sie ist weitgehend unzulässig (1. und 2.). Im Übrigen - soweit die Verfassungswidrigkeit der Zuständigkeitsvorschrift in § 20 Abs. 1 TEHG (3.) sowie die Verletzung von Art. 101 Abs. 1 Satz 2 GG (4.) geltend gemacht wird - fehlt es an der Erfolgsaussicht in der Sache.

7

1. Die Unzulässigkeit der Verfassungsbeschwerde ergibt sich, soweit die angegriffenen gesetzlichen Vorschriften und die auf einigen von diesen beruhenden gerichtlichen Entscheidungen zwingenden Vorgaben der Richtlinie 2003/87/EG (ABl Nr. L 275 vom 25. Oktober 2003, S. 32) folgen, aus der Nichteinhaltung der in der Solange II-Entscheidung (BVerfGE 73, 339 <378 bis 381>) aufgestellten Voraussetzungen.

8

a) Verfassungsbeschwerden, die eine Verletzung in Grundrechten des Grundgesetzes durch abgeleitetes Gemeinschaftsrecht geltend machen, sind unzulässig, wenn ihre Begründung nicht darlegt, dass die europäische Rechtsentwicklung einschließlich der Rechtsprechung des Gerichtshofs der Europäischen Gemeinschaften nach Ergehen der Solange

II-Entscheidung unter den erforderlichen Grundrechtsstandard abgesunken ist. Deshalb muss die Begründung einer Verfassungsbeschwerde im Einzelnen darlegen, dass der jeweils als unabdingbar gebotene Grundrechtsschutz generell nicht gewährleistet ist. Dies erfordert eine Gegenüberstellung des Grundrechtsschutzes auf nationaler und Gemeinschaftsebene in der Art und Weise, wie das Bundesverfassungsgericht sie in der Solange II-Entscheidung (BVerfGE 73, 339 <378 bis 381>) vorgenommen hat (vgl. BVerfGE 102, 147 <164>). Diese Vorgaben gelten auch für Richtlinien sowie deren nationale Umsetzung. Auch letztere wird insoweit nicht an den Grundrechten des Grundgesetzes gemessen, als das Gemeinschaftsrecht keinen Umsetzungsspielraum lässt, sondern zwingende Vorgaben macht (vgl. BVerfG, Beschluss vom 13. März 2007 - 1 BvF 1/05 -). Daher findet, soweit die Richtlinie 2003/87/EG den Mitgliedstaaten keine Spielräume lässt, eine Überprüfung der deutschen Umsetzungsakte nur im Rahmen der oben genannten Vorgaben der Solange II-Rechtsprechung statt.

9

b) Das Bundesverwaltungsgericht ist in verfassungsrechtlich nicht zu beanstandender Weise davon ausgegangen, dass die Richtlinie 2003/87/EG den Mitgliedstaaten hinsichtlich der Systementscheidung der Einführung des Emissionshandels verbindliche Vorgaben macht. Den hier angegriffenen §§ 3 bis 9 und 17 bis 21 TEHG liegen insoweit zwingende Vorgaben dieser Richtlinie zugrunde, als sie die Freisetzung von Treibhausgasen von einer Genehmigung abhängig machen (vgl. vor allem Art. 4 bis 6 der Richtlinie 2003/87/EG mit § 4 TEHG) sowie eine Pflicht zur jährlichen Abgabe von zuvor vergebenen Zertifikaten/Berechtigungen (vgl. vor allem Art. 12 Abs. 3 der Richtlinie 2003/87/EG mit § 6 TEHG), Berichtspflichten (vgl. Art. 14 und 15 der Richtlinie mit § 5 TEHG) und Sanktionen (vgl. Art. 15 und 16 mit §§ 17 und 18 TEHG) einführen. Darüber hinaus macht die Richtlinie - allerdings in begrenztem Umfang - verbindliche Vorgaben für die Zuteilungsplanung und Zuteilung der Zertifikate, wie über die von der Beschwerdeführerin beanstandete Dauer der jeweiligen Zuteilungszeiträume (vgl. Art. 9 bis 11 in Verbindung mit Anhang III der Richtlinie 2003/87/EG mit §§ 7 bis 10 TEHG). Schließlich ist auch das von der Beschwerdeführerin beanstandete grundsätzliche Erfordernis der quantitativen Begrenzung und sukzessiven Minderung der in Deutschland zulässigen Emissionen gemeinschaftsrechtlich verbindlich vorgegeben (vgl. Art. 2 der Entscheidung 2002/358/EG des Rates vom 25. April 2002 über die Genehmigung des Protokolls von Kyoto sowie die gemeinsame Erfüllung der daraus erwachsenden Verpflichtungen, ABl Nr. L 130 vom 15. Mai 2002, S. 1).

10

c) Soweit sich die Beschwerdeführerin gegen diese Systementscheidung der Richtlinie 2003/87/EG wendet und die Verletzung ihrer Grundrechte aus Art. 14 und 12 GG sowie des Verbots der Einzelfallgesetzgebung aus Art. 19 Abs. 1 Satz 1 GG geltend macht, genügt die Verfassungsbeschwerde nicht den oben genannten Begründungsanforderungen der Solange II-Entscheidung. In den Beschwerdeschriftsätzen wird nicht geltend gemacht, dass der Grundrechtsschutz auf Gemeinschaftsebene - hier insbesondere bezüglich des Eigentumsgrundrechts und der Berufsfreiheit - hinter dem in Deutschland gewährten Grundrechtsschutz generell zurückbleibt. Die Beschwerdeführerin meint lediglich, es gebe zurzeit noch nicht ausreichend Entscheidungen des Gerichtshofs der Europäischen Gemeinschaften zu den hier in Betracht kommenden Gemeinschaftsgrundrechten. Dies genügt nicht den Vorgaben der Solange II-Entscheidung, die dem Gerichtshof der Europäischen Gemeinschaften die Möglichkeit einer fallweisen Fortentwicklung seiner Grundrechtsrechtsprechung zugesteht (vgl. BVerfGE 73, 339 <383>).

11

2. Soweit die Verfassungswidrigkeit von Vorschriften des Treibhausgas-Emissions-handelsgesetzes über die Zuteilungsplanung geltend gemacht wird, für deren Erlass nach der

Richtlinie 2003/87/EG ein Umsetzungsspielraum geblieben ist, ist die Verfassungsbeschwerde ebenfalls unzulässig.

12

a) Der Verfassungsbeschwerde fehlt es an einer hinreichend substantiierten Begründung einer Grundrechtsverletzung (§ 23 Abs. 1 Satz 2, § 92 BVerfGG), soweit die Beschwerdeführerin meint, das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz sei nicht genügend bestimmt, weil es Inhalt und Reichweite der Zuteilungsplanung offen lasse, weshalb für von Art. 12 Abs. 1 GG geschützte Investitionsentscheidungen nicht ausreichend Planungssicherheit bestehe. Es ist nicht erkennbar, dass es dem Gesetzgeber von Verfassungs wegen verboten ist, etwaige Grundrechtseingriffe, die durch die Festlegung der Gesamtmenge der zuzuteilenden Berechtigungen oder durch die einzelnen Zuteilungsvorschriften (vgl. § 7 Satz 3 TEHG) bewirkt werden, in einem eigenständigen Gesetz zu regeln. Denn auch hierdurch kann dem Bestimmtheitserfordernis und dem Wesentlichkeitsgrundsatz Genüge getan werden, wonach der Gesetzgeber im grundrechtsrelevanten Bereich verpflichtet ist, alle für die Verwirklichung der Grundrechte wesentlichen Fragen selbst zu entscheiden (vgl. BVerfGE 98, 218 <251>). Vielmehr ist der Gesetzgeber verfassungsrechtlich frei, durch vom Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz getrennte Zuteilungsgesetze der europarechtlich vorgegebenen Periodizität der Zuteilungsplanung nachzukommen. Hierbei ist dann - im Rahmen des europarechtlichen Umsetzungsspielraums - grundrechtlichen und rechtsstaatlichen Erfordernissen Rechnung zu tragen. Das Zuteilungsgesetz 2007 ist jedoch nicht Gegenstand der vorliegenden Verfassungsbeschwerde.

13

b) Soweit sich die Beschwerdeführerin gegen die in §§ 7 und 8 TEHG enthaltenen Regelungen über die Erstellung des nationalen Zuteilungsplans und den nachfolgenden Erlass des Zuteilungsgesetzes wendet, fehlt es ihr an der Beschwerdebefugnis.

14

Die Beschwerdeführerin wird durch die genannten Verfahrensvorschriften nicht gegenwärtig und unmittelbar in eigenen verfassungsrechtlich geschützten Rechten betroffen. Denn das Zuteilungsgesetz, das auf der Grundlage des nationalen Zuteilungsplans nach den genannten Vorschriften zu erlassen ist, bedarf in Bezug auf die Beschwerdeführerin noch der Umsetzung durch eine Zuteilungsentscheidung (vgl. § 9 Abs. 2 TEHG). Erst die Zuteilungsentscheidung konkretisiert den auf die Beschwerdeführerin fallenden Anteil an Emissionszertifikaten und kann sie unmittelbar in ihren Rechten betreffen. Im Rahmen eines hiergegen gerichteten Rechtsschutzverfahrens kann eine etwaige Verfassungswidrigkeit des Zuteilungsgesetzes geltend gemacht werden (vgl. Diehr, Rechtsschutz im Emissionszertifikate-Handelssystem, 2006, S. 285 ff.; Greinacher/Ehrmann, in: Elspas/Salje/Stewing <Hrsg.>, Emissionshandel, 2006, S. 307 ff.).

15

3. Die Zuständigkeitsvorschriften des § 20 TEHG verletzen die Beschwerdeführerin nicht in ihren verfassungsrechtlich geschützten Rechten aus Art. 14 und 12 Abs. 1 GG. Sie entsprechen den rechtsstaatlichen Grundsätzen der Normenklarheit und Widerspruchsfreiheit (a). Sie begründen keine verfassungsrechtlich unzulässige Form der Mischverwaltung (b). Schließlich entsprechen sie auch den Vorgaben aus Art. 87 Abs. 3 Satz 1 GG (c).

16

a) Das Rechtsstaatsprinzip gebietet eine hinreichend klare und in sich widerspruchsfreie Bestimmung der Verwaltungszuständigkeit. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der Kompetenzverteilung nach Art. 30 und Art. 83 ff. GG, die eine wichtige Ausformung des bundesstaatlichen Prinzips und zugleich ein Element zusätzlicher Gewaltenteilung ist (vgl. BVerfGE 108, 169 <181 ff.>). Eine Doppelzuständigkeit von Bund und Ländern ist verfassungsrechtlich unzulässig (vgl. BVerfGE 104, 249 <266 f.>).

17

Diesen Maßstäben genügt die Zuständigkeitsverteilung nach § 20 TEHG in der Auslegung des angegriffenen Urteils des Bundesverwaltungsgerichts. Nach § 20 Abs. 1 Satz 1 TEHG sind bei immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftigen Anlagen die Landesbehörden für den Vollzug der §§ 4 und 5 TEHG, mithin den Vollzug der Regelungen über die Emissionsgenehmigung, die Ermittlung der Emissionen und die Emissionsberichterstattung zuständig. Im Übrigen ist für den Vollzug des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes das Umweltbundesamt zuständig (§ 20 Abs. 1 Satz 2 TEHG). Dazu gehört der Vollzug der §§ 4 und 5 TEHG bezüglich von Anlagen, die keiner Genehmigung nach § 4 Abs. 1 Satz 3 BImSchG bedürfen. Weiter entscheidet das Umweltbundesamt über die Zuteilung der Berechtigungen nach §§ 9 ff. TEHG und über die Pflicht nach § 6 TEHG, jährlich Berechtigungen in der Zahl abzugeben, die den im Vorjahr verursachten Emissionen entsprechen. Schließlich verfügt das Umweltbundesamt nach § 17 Abs. 1 TEHG die Sperrung des Kontos des Verantwortlichen für die Übertragung von Berechtigungen an Dritte, wenn bis zum 31. März eines Jahres ein den Anforderungen des § 5 TEHG entsprechender Bericht nicht vorliegt. Soweit der Verantwortliche nicht ordnungsgemäß über die durch seine Tätigkeit im vorangegangenen Jahr verursachten Emissionen berichtet, werden sie vom Umweltbundesamt geschätzt (§ 18 Abs. 2 TEHG).

18

aa) Entgegen der Meinung der Beschwerdeführerin ergibt sich aus diesen Vorschriften hinreichend klar, dass nach § 20 Abs. 1 Satz 1 TEHG die Landesbehörden nicht für den Vollzug der Abgabepflicht aus § 6 Abs. 1 TEHG zuständig sind. Die anderweitige Auffassung des Verwaltungsgerichts Würzburg hat das Bundesverwaltungsgericht mit überzeugenden Argumenten korrigiert.

19

bb) Auch die Regelungen über den Vollzug der Emissionsermittlungs- und Emissionsberichterstattungspflicht nach § 5 TEHG genügen dem Erfordernis widerspruchsfreier und klarer Zuständigkeitsverteilung. Es besteht auch insoweit keine Gefahr widersprechender Entscheidungen (so aber: Schweer/von Hammerstein, TEHG, 2004, § 20 Rn. 19 ff., 37 f.).

20

Die Kollisionsregeln aus § 4 Abs. 8 Satz 1 und 2 TEHG bestimmen, dass im Falle der Nichterfüllung der Pflichten aus § 5 TEHG Maßnahmen nach §§ 17 und 18 TEHG Vorrang haben vor Maßnahmen nach § 17 BImSchG. Die §§ 20 und 21 BImSchG finden bei Verstößen gegen § 5 TEHG keine Anwendung. Nach dem hier angegriffenen Urteil des Bundesverwaltungsgerichts ist das Kollisionsproblem wie folgt zu lösen: Soweit die Tatbestandsvoraussetzungen der §§ 17 und 18 TEHG reichen, seien immissionsschutzrechtliche Maßnahmen der Landesbehörden ausgeschlossen. Soweit es um die Verletzung von Pflichten aus § 5 TEHG im Übrigen gehe, seien die Landesbehörden zum Vollzug aufgerufen, beispielsweise zur Durchsetzung von Pflichten im Vorfeld der Berichterstattung, also von Pflichten, die eine ordnungsgemäße Berichterstattung erst ermöglichen.

21

Diese verfassungsrechtlich nicht zu beanstandende Gesetzesinterpretation führt zu hinreichender Klarheit und Widerspruchsfreiheit der Zuständigkeitsvorschrift des § 20 Abs. 1 TEHG. Zwar mag es bei der Umsetzung der komplexen Vorgaben des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes noch weitere Anlaufschwierigkeiten und Auslegungsprobleme geben (vgl. Umweltbundesamt, Leitfaden zur Erstellung von CO₂-Emissionsberichten, S. 16 ff. ‹Stand: November 2006›; Umweltbundesamt, Prüfungsrichtlinie zur Verifizierung von Zuteilungsanträgen und Emissionsberichten, S. 73 ff. ‹Stand: 20. Januar 2006›; Schreiben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit an die Landes-

umweltministerien vom 10. Mai 2005). Diese können und müssen im Laufe der Zeit durch die Verwaltungspraxis und Rechtsprechung gelöst werden. Grundsätzlich sind jedoch bei Berücksichtigung des angegriffenen Urteils des Bundesverwaltungsgerichts widersprüchliche Entscheidungen von Landes- und Bundesbehörden auszuschließen. Die Landesbehörden entscheiden danach bei immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftigen Anlagen nur über die Pflichten im Vorfeld der Berichterstattung, mithin vor allem über die Vorgaben für die Überwachung und Ermittlung der Emissionen. Die diesbezüglich erlassenen Verwaltungsakte sind vom Umweltbundesamt bei seiner allein ihm obliegenden Entscheidung über die Ordnungsmäßigkeit der Berichterstattung nach §§ 17 und 18 TEHG zugrunde zu legen. Ein verfassungsrechtlich bedenklicher Vollzug von Landesrecht durch Bundesbehörden (vgl. BVerfGE 108, 169 (184 f.)) ist hierin nicht zu sehen, weil vom Umweltbundesamt lediglich die Tatbestandswirkung von Verwaltungsakten der Landesbehörden zu berücksichtigen ist.

22

b) Die Zuständigkeitsregelung des § 20 TEHG begründet auch keine verfassungsrechtlich unzulässige Form der Mischverwaltung.

23

Die Einordnung einer verwaltungsorganisatorischen Erscheinungsform als Mischverwaltung führt noch nicht dazu, dass sie verfassungsrechtlich unzulässig ist. Für die rechtliche Beurteilung eines Zusammenwirkens von Bundes- und Landesbehörden kommt es nur darauf an, ob ihr zwingende Kompetenz- oder Organisationsnormen oder sonstige Vorschriften entgegenstehen. Nach den Bestimmungen in Art. 83 ff. GG sind die Verwaltung des Bundes und der Länder zwar grundsätzlich organisatorisch und funktionell voneinander getrennt. Die genannten Regelungen lassen jedoch auch erkennen, dass die Verwaltungsbereiche von Bund und Ländern nicht starr voneinander geschieden sind. Ein Zusammenwirken von Bund und Ländern bei der Verwaltung ist in vielfältiger Form vorgesehen (vgl. BVerfGE 63, 1 (38 ff.); 108, 169 (182)). Allerdings ist von den zuständigen Organen bei der organisatorischen Ausgestaltung zu berücksichtigen, dass das Grundgesetz bestimmte Arten der Verwaltung normiert (vgl. BVerfGE 63, 1 (38 ff.)). Weisungs- und Mitentscheidungsbefugnisse, die von den im Grundgesetz für den jeweiligen Sachbereich vorgegebenen Verwaltungstypen abweichen, sind daher unzulässig (vgl. BVerfGE 11, 105 (124); 32, 145 (156); 39, 96 (120)). Innerhalb dieses Rahmens ist eine zwischen Bund und Ländern aufgeteilte Verwaltung zulässig (vgl. Lerche, in: Maunz/Dürig (Hrsg.), Grundgesetz, Art. 83 Rn. 87 (Bearbeitungsstand: April 1983); Trute, in: Starck (Hrsg.), Kommentar zum Grundgesetz, Band 3, 5. Aufl. 2005, Art. 83 Rn. 28 ff.; Isensee, in: ders./Kirchhof (Hrsg.), Handbuch des Staatsrechts, Band IV, 2. Aufl. 1999, § 98 Rn. 179 ff.).

24

Diesen Vorgaben genügt die Zuständigkeitsverteilung des § 20 TEHG in der Auslegung durch das angegriffene Urteil des Bundesverwaltungsgerichts. Mitentscheidungsbefugnisse zwischen dem Umweltbundesamt und den Landesbehörden sind nicht vorgesehen. Das Umweltbundesamt entscheidet - wie oben dargestellt - in eigener Verantwortung über die Konsequenzen einer nicht ordnungsgemäßen Berichterstattung nach §§ 17 und 18 TEHG. Die Entscheidungsbefugnisse der Landesbehörden nach § 20 Abs. 1 Satz 1 TEHG beschränken sich auf die Erteilung der Genehmigung nach § 4 TEHG und die Überwachung und Ermittlung der Emissionen durch die Verantwortlichen. Aus der Pflicht der Landesbehörden zur stichprobenartigen Prüfung und Weiterleitung der Emissionsberichte nach § 5 Abs. 4 TEHG ergibt sich nichts anderes, weil das Umweltbundesamt bei seiner Entscheidung über die Ordnungsmäßigkeit des Emissionsberichts das Ergebnis der stichprobenartigen Prüfung lediglich berücksichtigt, aber daran nicht gebunden ist (vgl. Weinreich, in: Landmann/Rohmer (Hrsg.), Umweltrecht, Band II, § 20 TEHG Rn. 9 (Bearbeitungsstand: April 2005); Vierhaus/v.

Schweinitz, in: Körner/Vierhaus (Hrsg.), TEHG, 2005, § 5 Rn. 100 ff.; Umweltbundesamt, Leitfaden zur Erstellung von CO₂-Emissionsberichten, Stand: November 2006, S. 8 f., 52; kritisch: Schweer/von Hammerstein, TEHG, 2004, § 20 Rn. 28).

25

c) Schließlich werden durch die Zuständigkeitsverteilung in § 20 TEHG nicht die Vorgaben des Art. 87 Abs. 3 Satz 1 GG verletzt.

26

Art. 87 Abs. 3 Satz 1 GG verleiht dem Bund die Verwaltungskompetenz, für Angelegenheiten, für die ihm die Gesetzgebung zusteht, durch Bundesgesetz selbständige Bundesoberbehörden zu errichten. Aus dem Begriff der selbständigen Bundesoberbehörde und einem Vergleich der Vorschrift mit Art. 87 Abs. 3 Satz 2 und Abs. 1 GG ergibt sich, dass eine solche Behörde nur für Aufgaben errichtet werden darf, die der Sache nach für das ganze Bundesgebiet von einer Oberbehörde ohne Mittel- und Unterbau und ohne Inanspruchnahme der Länder - außer für reine Amtshilfe - wahrgenommen werden können. Damit zieht Art. 87 Abs. 3 Satz 1 GG der Begründung einer Verwaltungszuständigkeit durch den Bund auch insofern eine Grenze, als nur bestimmte Sachaufgaben zur zentralen Erledigung geeignet sind. Für Aufgaben, die eines Verwaltungsunterbaus bedürfen, der die Verwaltungszuständigkeit der Länder in erheblichem Umfang verdrängt, kann hingegen eine bundeseigene Verwaltung nur durch Zustimmungsgesetz errichtet werden (vgl. BVerfGE 14, 197 <210 f.>; 110, 33 <49>). Kooperationen mit anderen Bundesbehörden (vgl. BVerfGE 14, 197 <211>) oder Landesbehörden sind dagegen auch in diesem Bereich nicht ausgeschlossen, sondern anhand der oben genannten allgemeinen Regeln zu beurteilen (vgl. Burgi, in: Starck (Hrsg.), Kommentar zum Grundgesetz, Band 3, 5. Aufl. 2005, Art. 87 Abs. 3 Rn. 103; Lerche, in: Maunz/Dürig (Hrsg.), Grundgesetz, Art. 87 Rn. 187 <Bearbeitungsstand: Dezember 1992>).

27

Diesen Maßgaben genügt die mit § 20 Abs. 1 Satz 2 TEHG erfolgte Aufgabenzuweisung an das Umweltbundesamt. Die Aufgabenverteilung nach § 20 Abs. 1 TEHG weist weder den Landesbehörden die Rolle einer faktischen - weil rechtlich weisungsunabhängigen - Unterbehörde zu noch stellt sie die Selbständigkeit der Aufgabenerfüllung durch das Umweltbundesamt in Frage.

28

Die Regelung des § 20 Abs. 1 TEHG ist Ergebnis eines im Vermittlungsausschuss gefundenen Kompromisses (vgl. BTDrucks 15/3250, S. 4). Während noch die vom Bundestag am 12. März 2004 beschlossene Fassung die ausschließliche Zuständigkeit des Umweltbundesamtes vorsah (vgl. BRDrucks 198/04, S. 15), setzte der Bundesrat eine Verteilung der Zuständigkeiten zwischen den Immissionsschutzbehörden der Länder und dem Umweltbundesamt durch (vgl. BTDrucks 15/2540, S. 13 f. sowie die Gegenäußerung der Bundesregierung, S. 18). Danach ist das Umweltbundesamt im Wesentlichen für die Zuteilung der Berechtigungen, die Kontrolle der Emissionsberichte und nachfolgend der Abgabe von Berechtigungen sowie die Führung des Emissionshandelsregisters zuständig. Diese Aufgaben kann das Umweltbundesamt ohne Behördenunterbau und ohne Inanspruchnahme der Landesbehörden bewältigen. Dabei kommt es nicht darauf an, ob das Umweltbundesamt überfordert wäre, wenn es auch für die Erteilung sämtlicher Emissionsgenehmigungen sowie die Überwachung der Emissionsermittlung und -berichterstattung zuständig wäre. Denn diese Aufgaben wurden bezüglich immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftiger Anlagen den Landesbehörden übertragen. Eine solche Aufgabenteilung stellt eine im Rahmen des Art. 87 Abs. 3 Satz 1 GG zulässige Kooperation und keine einen Behördenunterbau ersetzende Zusammenarbeit dar. Allein die stichprobenartige Überprüfung der Emissionsberichte durch die Landesbehörden nach § 5 Abs. 4 TEHG betrifft einen Gegenstand, der auch der Prüfung durch das

Umweltbundesamt unterliegt. Aufgrund ihres stichprobenartigen Charakters haben diese Amtshandlungen jedoch keinen Umfang, der die Selbständigkeit der Aufgabenerfüllung durch das Umweltbundesamt in Frage stellt oder für ein hierarchisches Verhältnis zwischen Behörden typisch ist. Grundsätzlich stützt sich nämlich das Umweltbundesamt bei der Prüfung der Ordnungsmäßigkeit der Emissionsberichte auf den in jedem Fall vorliegenden Bericht der sachverständigen Stelle (vgl. § 5 Abs. 3 und 4 TEHG). Anschließend obliegt ihm allein die letztverantwortliche Entscheidung.

29

Insgesamt ist es verfassungsrechtlich nicht zu beanstanden, dass der Bund die Aufgabenübertragung an das Umweltbundesamt nach § 20 Abs. 1 Satz 2 TEHG für einen bundeseinheitlichen Vollzug für erforderlich gehalten hat (vgl. Gegenäußerung der Bundesregierung, BTDrucks 15/2540, S. 18).

30

4. Die Entscheidung des Bundesverwaltungsgerichts verletzt wegen der unterlassenen Durchführung eines Vorabentscheidungsverfahrens nach Art. 234 EG nicht das sich aus Art. 101 Abs. 1 Satz 2 GG ergebende Recht auf den gesetzlichen Richter.

31

a) Der Gerichtshof der Europäischen Gemeinschaften ist gesetzlicher Richter im Sinne des Art. 101 Abs. 1 Satz 2 GG. Es stellt einen Entzug des gesetzlichen Richters dar, wenn ein nationales Gericht seiner Pflicht zur Anrufung des Gerichtshofs im Wege des Vorabentscheidungsverfahrens nicht nachkommt (vgl. BVerfGE 73, 339 <366 f.>; 82, 159 <192 ff.>; stRspr.). Das Bundesverfassungsgericht wird durch die grundrechtsähnliche Gewährleistung des Art. 101 Abs. 1 Satz 2 GG jedoch nicht zu einem Kontrollorgan, das jeden einem Gericht unterlaufenen Verfahrensfehler korrigieren müsste. Es beanstandet vielmehr die Auslegung und Anwendung von Verfahrensnormen nur, wenn sie bei verständiger Würdigung der das Grundgesetz bestimmenden Gedanken nicht mehr verständlich erscheinen und offensichtlich unhaltbar sind (vgl. BVerfGE 82, 159 <194>; BVerfG, 1. Kammer des Zweiten Senats, Beschluss vom 14. Juli 2006 - 2 BvR 264/06 -, NZG 2006, S. 781). Allein dieser - durch Fallgruppenbildung konkretisierte - Willkürmaßstab entspricht der Aufgabe des Bundesverfassungsgerichts (vgl. BVerfGE 82, 159 <195>).

32

Die Vorlagepflicht wird danach insbesondere in den Fällen offensichtlich unhaltbar gehandhabt, in denen ein letztinstanzliches Gericht eine Vorlage trotz der - seiner Auffassung nach bestehenden - Entscheidungserheblichkeit der gemeinschaftsrechtlichen Frage überhaupt nicht in Erwägung zieht, obwohl es selbst Zweifel hinsichtlich der richtigen Beantwortung der Frage hat, also eine grundsätzliche Verkennung der Vorlagepflicht gegeben ist (vgl. BVerfGE 82, 159 <195>). Gleiches gilt in den Fällen, in denen das letztinstanzliche Gericht in seiner Entscheidung bewusst von der Rechtsprechung des Gerichtshofs der Europäischen Gemeinschaften zu entscheidungserheblichen Fragen abweicht und gleichwohl nicht oder nicht neuerlich vorlegt, also ein bewusstes Abweichen von der Rechtsprechung des Gerichtshofs ohne Vorlagebereitschaft festzustellen ist (vgl. BVerfGE 75, 223 <245>; 82, 159 <195>).

33

Liegt zu einer entscheidungserheblichen Frage des Gemeinschaftsrechts einschlägige Rechtsprechung des Gerichtshofs der Europäischen Gemeinschaften noch nicht vor oder hat er die entscheidungserhebliche Frage möglicherweise noch nicht erschöpfend beantwortet oder erscheint eine Fortentwicklung der Rechtsprechung des Gerichtshofs nicht nur als entfernte Möglichkeit (Unvollständigkeit der Rechtsprechung), so wird Art. 101 Abs. 1 Satz 2 GG nur dann verletzt, wenn das letztinstanzliche Hauptsachegericht den ihm in solchen

Fällen notwendig zukommenden Beurteilungsrahmen in unvertretbarer Weise überschritten hat. Dies kann insbesondere dann der Fall sein, wenn mögliche Gegenauffassungen zu der entscheidungserheblichen Frage des Gemeinschaftsrechts gegenüber der vom Gericht vertretenen Meinung eindeutig vorzuziehen sind (vgl. BVerfGE 82, 159 (195 f.); BVerfG, 1. Kammer des Ersten Senats, Beschluss vom 6. Dezember 2006 - 1 BvR 2085/03 -, NVwZ 2007, S. 197 (198)). Zu verneinen ist in diesen Fällen ein Verstoß gegen Art. 101 Abs. 1 Satz 2 GG deshalb bereits dann, wenn das Gericht die gemeinschaftsrechtliche Rechtsfrage in zumindest vertretbarer Weise beantwortet hat. In diesem Zusammenhang ist auch zu prüfen, ob sich das Gericht hinsichtlich des europäischen Rechts ausreichend kundig gemacht hat; hat es dies nicht getan, verkennt es regelmäßig die Bedingungen für die Vorlagepflicht. Zudem hat das Gericht Gründe anzugeben, die dem Bundesverfassungsgericht eine Kontrolle am Maßstab des Art. 101 Abs. 1 Satz 2 GG ermöglichen (vgl. BVerfG, 1. Kammer des Ersten Senats, NVwZ 2007, S. 197 (198)).

34

b) Diesen Anforderungen genügt die angegriffene Entscheidung.

35

aa) Zunächst hat das Bundesverwaltungsgericht entgegen der Auffassung der Beschwerdeführerin seine Vorlagepflicht nicht grundsätzlich verkannt. Es hat erkannt, dass es nach Art. 234 EG Fragen der Auslegung oder der Gültigkeit der Richtlinie 2003/87/EG dem Gerichtshof der Europäischen Gemeinschaften hätte vorlegen müssen. Der dies verneinende Vortrag der Beschwerdeführerin ist ohne jede Substanz. Er geht auch in der Sache fehl, insbesondere soweit sie meint, das Bundesverwaltungsgericht habe verkannt, dass es bei Gültigkeitsbedenken hätte vorlegen müssen. Denn das Bundesverwaltungsgericht hat ausdrücklich festgestellt, es habe keine Gültigkeitsbedenken.

36

bb) Darüber hinaus hätte das Bundesverwaltungsgericht auch nicht wegen Unvollständigkeit der Rechtsprechung ein Vorabentscheidungsersuchen stellen müssen. Es hat sich mit den Vorgaben der Rechtsprechung des Gerichtshofs der Europäischen Gemeinschaften auseinandergesetzt und hat sie auf den vorliegenden Fall angewandt. Dabei ist es zu einem vertretbaren Ergebnis gekommen. Eine willkürliche Handhabung des Kooperationsverhältnisses nach Art. 234 EG ist nicht festzustellen.

37

Das Bundesverwaltungsgericht ist bei seiner Entscheidung von den Vorgaben des Urteils des Gerichtshofs der Europäischen Gemeinschaften vom 13. Dezember 1979 (Rs. 44/79 - Hauer/Land Rheinland-Pfalz -, Slg. 1979, 3727 ff., Rn. 17 ff.) ausgegangen, das für die gemeinschaftsrechtlichen Grundrechte des Eigentumsschutzes und der Berufsfreiheit grundlegend ist. Außerdem hat es umfassend eine neuere Untersuchung berücksichtigt (Zimmer, CO₂-Emissionsrechtehandel in der EU, 2004), die den Emissionsrechtehandel auf seine Vereinbarkeit mit den Gemeinschaftsgrundrechten überprüft.

38

Bezüglich des Eigentumsschutzes wird in der Rechtsprechung des Gerichtshofs der Europäischen Gemeinschaften zwischen Entziehung des Eigentums und der Beschränkung seiner Nutzung unterschieden (vgl. EuGH, Urteil vom 13. Dezember 1979, a.a.O., Rn. 19). Einschränkungen der Eigentumsnutzung sind zulässig, wenn sie tatsächlich dem allgemeinen Wohl dienenden Zielen der Gemeinschaft entsprechen und im Hinblick auf den verfolgten Zweck einen verhältnismäßigen Eingriff darstellen, der die gewährleisteten Rechte nicht in ihrem Wesensgehalt antastet (vgl. EuGH, Urteil vom 13. Dezember 1979, a.a.O., Rn. 23; stRspr.; vgl. ferner Urteil vom 10. Juli 2003, verb. Rs. C-20/00 und C-64/00 - Booker Aquacultur Ltd und Hydro Seafood GSP Ltd/The Scottish Ministers -, Slg. 2003, I-7411, Rn. 68).

39

Unter Zugrundelegung dieser Maßstäbe hat das Bundesverwaltungsgericht die entscheidungserheblichen zwingenden Vorgaben der Richtlinie 2003/87/EG überprüft. Dabei ist es jedenfalls gut vertretbar zum Ergebnis gekommen, dass in der Einführung des Emissionshandels keine (teilweise) Eigentumsentziehung - etwa der Emissionsbefugnis - liegt, sondern dass es sich hierbei um eine Beschränkung der Nutzungsmöglichkeit des Anlageneigentums handelt. Es hat ausgeführt, die Emissionsbefugnis sei nicht abtrennbar vom Anlageneigentum. Die Luft scheidet schon von der Natur der Sache als ein eigenständig entziehungsfähiges Gut aus, weil sie einem Einzelnen nicht nach Art eines Ausschließlichkeitsrechts privatnützlich zugeordnet werden könne. Solange eine Regelung der Emissionsbefugnis nicht notwendigerweise zu einem Entzug der Eigentümerposition an den emittierenden Anlagen führe, liege keine Eigentumsentziehung vor (vgl. im Ergebnis ebenso Zimmer, a.a.O., S. 226; Diehr, Rechtsschutz im Emissionszertifikate-Handelssystem, 2006, S. 190 ff.; Strube, Das deutsche Emissionshandelsrecht auf dem Prüfstand, 2006, S. 189). An diesen Ausführungen ist im vorliegenden Zusammenhang verfassungsrechtlich nichts zu erinnern. Selbst nach den Maßstäben des deutschen Verfassungsrechts läge im Übrigen keine Enteignung im Sinne von Art. 14 Abs. 3 GG vor. Nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts bewirkte selbst das Inkrafttreten des Wasserhaushaltsgesetzes, welches das Grundwasser einer öffentlich-rechtlichen Benutzungsordnung unterstellte, keine Enteignung (vgl. BVerfGE 58, 300 (328 ff.)). Eine Nichtvorlage an den Gerichtshof der Europäischen Gemeinschaften zur weiteren Klärung des Begriffs der Eigentumsentziehung ist daher verfassungsrechtlich nicht zu beanstanden.

40

Weiter hat das Bundesverwaltungsgericht vertretbar angenommen, dass die Verringerung der Treibhausgas-Emissionen tatsächlich ein dem Gemeinwohl dienendes Ziel der Gemeinschaft ist. Dies wurde vom Gerichtshof der Europäischen Gemeinschaften zwar noch nicht ausdrücklich festgestellt. Ernsthafte Zweifel hieran bestehen jedoch nicht. Die Gemeinschaft verfolgt nach Art. 2, Art. 3 Buchstabe I, Art. 6 und Art. 174 f. EG umweltpolitische Ziele. Sie ist im Rahmen des Kyoto-Protokolls selbst Verpflichtungen eingegangen (vgl. 5. Erwägungsgrund der Richtlinie 2003/87/EG). Ein Vorabentscheidungsersuchen konnte damit in Einklang mit Art. 101 Abs. 1 Satz 2 GG unterbleiben.

41

Auch der Vorwurf der Beschwerdeführerin, der Gerichtshof der Europäischen Gemeinschaften belasse den Gemeinschaftsorganen einen zu großen Beurteilungsspielraum und führe eine zu knappe Verhältnismäßigkeitsprüfung durch, die insbesondere eine Auseinandersetzung mit dem Grad und der Intensität der individuellen Betroffenheit vermissen lasse (so auch: Calliess, in: Calliess/Ruffert (Hrsg.), EUV/EGV, 3. Aufl. 2007, Art. 17 GRCh Rn. 25 ff.), greift vorliegend nicht durch. Denn es ist verfassungsrechtlich im Hinblick auf Art. 101 Abs. 1 Satz 2 GG nicht zu beanstanden, dass das Bundesverwaltungsgericht in Anwendung der gemeinschaftsrechtlichen Vorgaben selbst eine detaillierte Verhältnismäßigkeitsprüfung durchgeführt hat, die der Kontrolldichte deutscher Gerichte entspricht (vgl. Becker, NVwZ 2006, S. 782 (784)). Dies ist Teil des Dialogs der Gerichte in der Gemeinschaft.

42

Entgegen der Auffassung der Beschwerdeführerin ist dem Bundesverwaltungsgericht auch nicht vorzuwerfen, es habe sich über den gemeinschaftsrechtlichen Grundsatz des Vertrauensschutzes nicht ausreichend kundig gemacht. Das Bundesverwaltungsgericht hat hierzu ausgeführt, der Gerichtshof der Europäischen Gemeinschaften erkenne keine Vertrauenstatbestände an, soweit eine Genehmigungspraxis im Rahmen der Kompetenz des Gemeinschaftsgesetzgebers zu dessen Disposition stehe, wie es hier nach Art. 175 Abs. 1

in Verbindung mit Art. 174 EG der Fall sei (vgl. EuGH, Urteil vom 27. September 1979, Rs. 230/78 - S.P.A. Eridania-Zuccherifici Nazionali u.a./Minister für Landwirtschaft und Forsten u.a. -, Slg. 1979, 2749, Rn. 22). Eine Neuordnung eines bisher gewährleisteten Eigentumsinhalts für die Zukunft unterliege nur dem Verhältnismäßigkeitsgrundsatz.

43

An der Vertretbarkeit dieser Rechtsauffassung ist auch unter Berücksichtigung der von der Beschwerdeführerin genannten Urteile des Gerichtshofs der Europäischen Gemeinschaften nichts zu erinnern. In der Rechtssache C-90/95 P (Urteil vom 17. April 1997 - de Compte/Europäisches Parlament -, Slg. 1997, I-1999) ging es um die Rücknahme eines begünstigenden Verwaltungsaktes für die Vergangenheit. Gleiches gilt für die Entscheidung in der Rechtssache C-5/89 (Urteil vom 20. September 1990 - Kommission/Bundesrepublik Deutschland -, Slg. 1990, I-3437), die das Verlangen der Kommission zur Rückforderung einer gemeinschaftsrechtswidrig gewährten Beihilfe betraf. Diese Fälle sind im Hinblick auf den Vertrauensschutz nicht mit dem vorliegenden Fall, in dem es um die zukünftige Ausgestaltung des Eigentums geht, zu vergleichen.

44

Schließlich ist die unterbliebene Vorlage nach Art. 234 EG auch nicht im Hinblick auf das gemeinschaftsrechtliche Grundrecht der Berufsfreiheit zu beanstanden. Im Einklang mit der Rechtsprechung des Gerichtshofs der Europäischen Gemeinschaften konnte das Bundesverwaltungsgericht insoweit auf das zum Eigentumsschutz Dargelegte verweisen (vgl. EuGH, Urteil vom 13. Dezember 1979, a.a.O., Rn. 31 f.; Zimmer, a.a.O., S. 258 ff.). Soweit die Beschwerdeführerin meint, der Eingriff in ihre Berufsfreiheit sei nur verhältnismäßig, wenn bei der Zuteilung der Emissionsberechtigungen ihre Belastbarkeit berücksichtigt werde, konnte kein Vorabentscheidungsverfahren durchgeführt werden. Denn die Europarechtskonformität der Zuteilung der Emissionsberechtigungen war nicht Gegenstand des hier angegriffenen Urteils des Bundesverwaltungsgerichts.

45

Von einer weiteren Begründung wird gemäß § 93 d Abs. 1 Satz 3 BVerfGG abgesehen.

46

Diese Entscheidung ist unanfechtbar.

Papier

Steiner

Gaier

Cour D'Arbitrage Belge

arrêt n° 92/2006 du 7 juin 2006

COUR D'ARBITRAGE

[2006/201943]

Extrait de l'arrêt n° 92/2006 du 7 juin 2006

Numéro du rôle: 3715

En cause: le recours en annulation du décret de la Région wallonne du 10 novembre 2004 « instaurant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, créant un Fonds wallon Kyoto et relatif aux mécanismes de flexibilité du Protocole de Kyoto », introduit par la SA Cockerill Sambre et la SA de droit luxembourgeois Arcelor.

La Cour d'arbitrage,

composée des présidents M. Melchior et A. Arts, et des juges P. Martens, M. Bossuyt, E. De Groot, L. Lavrysen, A. Alen, J.-P. Snappe, J.-P. Moerman et J. Spreutels, assistée du greffier P.-Y. Dutilleux, présidée par le président

M. Melchior,

après en avoir délibéré, rend l'arrêt suivant:

I. Objet du recours et procédure

Par requête adressée à la Cour par lettre recommandée à la poste le 2 juin 2005 et parvenue au greffe le 3 juin 2005, la SA Cockerill Sambre, dont le siège social est établi à 4102 Seraing, Quai d'Ougnée 14, et la SA de droit luxembourgeois Arcelor, qui a fait éllection de domicile à 1000 Bruxelles, rue Bréderode 13, ont introduit un recours en annulation du décret de la Région wallonne du 10 novembre 2004 «instaurant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, créant un Fonds wallon Kyoto et relatif aux mécanismes de flexibilité du Protocole de Kyoto» (publié au *Moniteur belge* du 2 décembre 2004).

Le Gouvernement wallon et le Gouvernement flamand ont introduit des mémoires, les parties requérantes ont introduit un mémoire en réponse et le Gouvernement wallon et le Gouvernement flamand ont également introduit des mémoires en réplique.

Par ordonnance du 31 janvier 2006, la Cour a déclaré l'affaire en état et fixé l'audience au 1^{er} mars 2006 après avoir invité les parties à exposer, dans un mémoire complémentaire à introduire le 23 février 2006 au plus tard, et dont elles échangeraient une copie dans le même délai, leur point de vue quant à l'incidence sur la procédure pendante devant la Cour d'arbitrage du recours introduit par une des parties requérantes devant le Tribunal de première instance des Communautés européennes contre la directive 2003/87/CE.

(...)

III. En droit

(...)

Quant à la recevabilité du recours

B.1. Le Gouvernement wallon et le Gouvernement flamand soutiennent que les parties requérantes n'auraient pas intérêt au recours, l'essentiel des griefs qu'elles imputent au décret de la Région wallonne du 10 novembre 2004 «instaurant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, créant un Fonds wallon Kyoto et relatif aux mécanismes de flexibilité du Protocole de Kyoto» découlant en réalité soit de la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003 «établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté européenne et modifiant la directive 96/61/CE du Conseil», soit des arrêtés du Gouvernement wallon pris en exécution du décret précité.

B.2.1. S'il est exact que des actes réglementaires ont dû être pris et devront l'être, en application du décret entrepris, qui sont susceptibles d'affecter les parties requérantes, le décret qu'elles entreprennent pose, en application de la directive précitée, des règles relatives au fonctionnement du système d'échange des quotas d'émission, en ce compris les règles relatives à l'élaboration d'un plan d'allocation, à l'allocation, à la délivrance et à la gestion des quotas d'émission de gaz à effet de serre. Le décret entrepris établit aussi les sanctions en cas d'infraction aux obligations qu'il contient. Il est de ce fait susceptible d'affecter défavorablement la première partie requérante qui a donc intérêt à en demander l'annulation.

B.2.2. La première exception d'irrecevabilité est rejetée.

B.3. La deuxième partie requérante, la société mère de la première partie requérante, a intérêt à l'annulation du décret entrepris dès lors que celui-ci peut faire obstacle aux restructurations du groupe métallurgique qu'elle prévoit et que, par conséquent, le décret peut nuire aux intérêts économiques de cette partie.

La deuxième exception d'irrecevabilité est rejetée.

Quant à la recevabilité du mémoire du Gouvernement wallon

B.4. Les parties requérantes font valoir que le mémoire du Gouvernement wallon serait irrecevable, ayant été déposé par « la Région wallonne, représentée par le Ministre Benoît Lutgen ». Il s'ensuivrait que n'ayant pas été déposé par la personne désignée par l'article 85 de la loi spéciale du 6 janvier 1989 sur la Cour d'arbitrage, à savoir le Gouvernement wallon, il devrait être écarté des débats.

B.5. Il apparaît que le mémoire en réponse et le mémoire en réplique ont été introduits en application de la loi spéciale du 6 janvier 1989 sur la Cour d'arbitrage, en réponse à la notification du recours adressée au Gouvernement wallon, conformément à l'article 76, § 4, de la même loi spéciale. Bien qu'il soit écrit dans le préambule du premier mémoire introduit que c'est la Région wallonne qui agit, il apparaît de la lecture des pièces déposées par le Gouvernement wallon que ces mémoires ont été rédigés et introduits en vertu d'une décision du Gouvernement, lequel a chargé son ministre de l'Environnement d'exécuter celle-ci.

L'exception d'irrecevabilité est rejetée.

Quant à la recevabilité du mémoire du Gouvernement flamand

B.6. Les parties requérantes font valoir que le mémoire du Gouvernement flamand serait irrecevable à défaut d'avoir été déposé dans le délai de quarante-cinq jours prévu par l'article 85 de la loi spéciale du 6 janvier 1989 sur la Cour d'arbitrage. Elles soutiennent que le cachet de la poste indiquerait que l'envoi a été effectué le 2 août 2005 alors que celui-ci aurait dû l'être le 1^{er} août. Elles en déduisent que le mémoire est irrecevable en vertu de l'article 86 de la loi spéciale précitée.

B.7. Les différentes mentions apposées par les services postaux sur l'envoi du mémoire laissant planer une incertitude, le mémoire ne doit pas être écarté des débats.

L'exception d'irrecevabilité est rejetée.

Quant à la portée du recours

B.8.1. Les parties requérantes demandent l'annulation totale du décret de la Région wallonne du 10 novembre 2004 précité. Cependant, leurs moyens étant dirigés et développés uniquement à l'encontre des articles 5, 7 et 12 du décret précité, la Cour limite son contrôle à ces trois articles.

B.8.2. L'article 5 du décret entrepris dispose:

« Pour chaque année de la période de référence, le Gouvernement arrête la partie de la quantité totale de quotas destinée à être allouée initialement aux exploitants des éta-

blissements. Ces quotas leur sont délivrés au plus tard le 28 février de chaque année de la période de référence.

Le Gouvernement peut retirer ou modifier la décision de délivrance à titre gratuit des quotas par tranche d'un an, en ce qui concerne la ou les années qui restent à courir dans la période de référence considérée, en cas de:

1^o cessation définitive de l'exploitation d'un établissement;

2^o arrêt de l'exploitation pour une durée d'au moins deux ans d'une installation ou d'une activité;

3^o modification notable conduisant une installation ou une activité à ne plus être visée par le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre spécifiés;

4^o caducité du permis d'environnement.

Les quotas non délivrés en vertu de l'alinéa précédent sont versés dans la réserve de quotas destinée à être allouée aux nouveaux entrants.

Le Gouvernement peut fixer des modalités d'exécution du présent article».

L'article 7 du décret entrepris dispose:

« § 1^{er}. Toute personne peut détenir des quotas.

Les quotas peuvent être transférés entre personnes titulaires d'un compte dans un registre:

1^o sur le territoire de l'Union européenne;

2^o sur le territoire de l'Union européenne et celles titulaires d'un registre dans des pays tiers, à la condition que les quotas aient fait l'objet d'une reconnaissance mutuelle avec ces pays tiers, en application de l'article 12, § 3, de la directive 2003/87/C.E. précitée.

§ 2. Les quotas délivrés au sein de l'Union européenne en vertu de plans d'allocation adoptés en application de la directive précitée et les quotas délivrés dans des pays tiers qui ont fait l'objet d'une reconnaissance mutuelle en application de la directive précitée sont automatiquement reconnus aux fins du respect des obligations incombant aux exploitants, en application du § 3.

§ 3. Les quotas sont valables pour toute la période de référence pour laquelle ils ont été alloués, pour autant qu'ils n'aient pas été restitués ou annulés.

§ 4. Au plus tard le 30 avril de chaque année, l'exploitant d'un établissement dans lequel interviennent une ou des installations ou activités désignées par le Gouvernement émettant des gaz à effet de serre spécifiés restitue au Gouvernement, sur la base d'une déclaration des émissions de gaz à effet de serre vérifiée, le nombre de quotas correspondant aux émissions spécifiées totales de l'établissement au cours de l'année civile écoulée.

L'exploitant fournit, au plus tard pour le 30 avril de chaque année, au Gouvernement un rapport décrivant la manière dont il a géré ses émissions de gaz à effet de serre spécifiés.

§ 5. Quatre mois après le début d'une nouvelle période de référence, le Gouvernement annule les quotas de la période de référence antérieure qui ne sont plus valables et qui n'auraient pas été restitués et annulés conformément au § 3.

A partir de la période qui débute le 1^{er} janvier 2013, le Gouvernement délivre des quotas aux personnes pour la période en cours, afin de remplacer tous les quotas de la période de référence précédente qu'elles détenaient et qui ont été annulés conformément à l'alinéa 1^{er}.

§ 6. Le Gouvernement peut à tout moment annuler des quotas à la demande de la personne qui les détient.

§ 7. Le Gouvernement peut fixer les modalités d'application du présent article».

L'article 12 du décret entrepris dispose:

«§ 1^{er}. Tout exploitant qui, au plus tard le 30 avril de chaque année, ne restitue pas un nombre de quotas suffisant pour couvrir ses émissions de gaz à effet de serre spécifiés de l'année précédente est tenu de payer une amende sur les émissions excédentaires:

1^o pour la première période de référence, l'amende est fixée à 40 euros pour chaque tonne d'équivalent-dioxyde de carbone émise par un établissement pour laquelle l'exploitant n'a pas restitué de quotas;

2^o pour les périodes de référence suivantes, l'amende est de 100 euros pour chaque tonne d'équivalent-dioxyde de carbone émise par un établissement pour laquelle l'exploitant n'a pas restitué de quotas.

§ 2. Le paiement de l'amende ne libère pas l'exploitant de l'obligation de restituer un nombre de quotas égal aux émissions excédentaires au plus tard lors de la restitution des quotas correspondant à l'année civile suivante.

§ 3. Tant que l'exploitant ne les restitue pas conformément à l'article 7, les quotas qu'il détient ne peuvent être cédés à partir du 1^{er} mai, à concurrence de la quantité considérée par le Gouvernement comme devant être restituée.

§ 4. Les modalités de perception de l'amende sont fixées par le Gouvernement. Ces amendes sont versées dans le fonds visé à l'article 13.

§ 5. Le nom de l'exploitant qui est en défaut de restituer suffisamment de quotas est publié au *Moniteur belge*.

§ 6. Le Gouvernement arrête les modalités d'application du présent article».

Quant au fond

B.9. Le décret attaqué transpose, pour la Région wallonne, la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003 «établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté et modifiant la directive 96/61/CE du Conseil». Cette directive s'inscrit dans la perspective de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques signée à Rio de Janeiro, lors de la conférence tenue du 3 au 14 juin 1992, approuvée par la décision 94/69/CE du Conseil du 15 décembre 1993 et ratifiée par la Belgique, le 16 janvier 1996 (*Moniteur belge* du 2 avril 1997). L'objet de la Convention-cadre est de stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique.

Le 11 décembre 1997 a été signé le Protocole de Kyoto à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. Celui-ci a été approuvé par la décision 2002/358/CE du Conseil relative à l'approbation, au nom de la Communauté européenne, du Protocole de Kyoto à la Convention-cadre des Nations Unies citée ci-dessus et ratifié par la Belgique le 31 mai 2002.

La Communauté européenne et les Etats membres sont convenus de remplir conjointement leurs engagements de réduire leurs émissions anthropiques de gaz à effet de serre, dans des conditions économiquement efficaces et performantes. Tel est l'objet de la directive 2003/87/CE précitée (article 1). Chaque installation qui entre dans le champ d'application de la directive (annexe I) et émettant des gaz à effet de serre (annexe II) doit, depuis le 1^{er} janvier 2005, être titulaire d'une autorisation d'émettre pareils gaz (article 4). Parallèlement, chaque exploitant d'une installation titulaire d'une autorisation se voit attribuer un nombre de quotas (article 11), un quota autorisant son titulaire à émettre une tonne de gaz à effet de serre spécifié (article 3, a)). La méthode d'allocation des quotas choisie par la directive écarte, avant la mise en route du marché, la mise aux enchères de ces quotas puisque les Etats membres doivent allouer gratuitement et directement aux exploitants concernés les quotas à l'exception de 5 pour cent de ceux-ci pendant les trois premières années et de 10 pour cent pour la période de cinq ans qui débute le 1^{er} janvier 2008 (article 10). A la fin de chaque année civile, le titulaire de l'autorisation doit justifier, auprès de l'autorité compétente, chacune de ses émissions de gaz à effet de serre par

la restitution d'un nombre équivalent de quotas (article 12, paragraphe 3). Des sanctions sont prévues en vue de faire respecter cette obligation.

Les quotas sont librement transférables soit entre personnes dans la Communauté soit entre personnes dans la Communauté et personnes ressortissantes de pays tiers où ces quotas sont reconnus (article 12, paragraphe 1). Ainsi, le système mis en place par la directive pour permettre aux exploitants de respecter leur obligation de restitution de quotas offre-t-il à ces derniers une alternative : soit ils réduisent leurs émissions de gaz à effet de serre, soit ils acquièrent des quotas supplémentaires dont la valeur est établie par le marché.

Chaque Etat membre doit élaborer, pour chaque période de référence, un plan national d'allocation de quotas (article 9) destiné à déterminer la quantité de quotas à attribuer ainsi que leur répartition entre les différentes exploitations visées par la directive.

Le 8 mars 2004, un accord a été signé entre l'Etat fédéral et les régions, aux termes duquel chaque région est responsable de la transposition de la directive pour son territoire. La Région wallonne est, aux termes de cet accord, tenue de réduire ses émissions de 1990 de 7,5 p.c.; la Région flamande, de 5,2 p.c. et la Région de Bruxelles-Capitale, de 3,475 p.c.

Le 27 janvier 2005, le Gouvernement wallon a pris un arrêté fixant le plan wallon des quotas d'émission de gaz à effet de serre. Aux termes de ce plan, le montant total de quotas d'émission attribués pour la première période est de 25.868.639 pour 128 sites concernés. Le même jour, le Gouvernement wallon a pris un arrêté fixant l'attribution initiale des quotas d'émission de gaz à effet de serre pour chaque exploitant concerné pour la période 2005-2007. Cet arrêté a été publié au *Moniteur belge* du 10 février 2005.

Quant au premier moyen

B.10. Le premier moyen est pris de la violation du principe d'égalité et de non-discrimination garanti par les articles 10 et 11 de la Constitution, de son article 16, lu en combinaison avec l'article 1^{er} du Premier Protocole additionnel de la Convention européenne des droits de l'homme, ainsi, enfin, que de l'article 6, § 1^{er}, VI, alinéa 3, de la loi spéciale du 8 août 1980 de réformes institutionnelles.

Les parties requérantes reprochent au système de quotas d'émission de gaz à effet de serre, tel qu'il résulte de la directive 2003/87/CE du 13 octobre 2003 précité et que transpose le décret wallon du 10 novembre 2004, d'opérer une discrimination entre les installations et activités relevant des secteurs de l'énergie, de la production et de la transformation de métaux ferreux, de l'industrie minérale et d'autres secteurs (notamment de la fabrication de papier et de carton), qui sont soumises à ce système, et certaines entreprises non couvertes - celles qui relèvent de la production de métaux non ferreux et chimique. Les parties requérantes soutiennent que ces dernières émettent une quantité de gaz à effet de serre au moins équivalente à celle émise par le secteur de l'acier dont elles relèvent, que les deux types de situation seraient comparables, que la différence de traitement ne reposerait sur aucun critère objectif et raisonnable et que les mesures mises en place seraient disproportionnées au regard de l'objectif tant de la directive que du décret entrepris.

Les parties requérantes considèrent que ce même système porte atteinte, sans justification raisonnable et de manière disproportionnée, à leur droit de propriété, d'une part, et à leur liberté de commerce et d'industrie, d'autre part. L'exploitation de leurs usines de production d'acier serait, en effet, considérablement affectée par le système de quotas d'émission. Au prix du marché actuel du quota d'émission, le bénéfice de la première partie requérante serait entièrement absorbé par le coût complémentaire qu'engendrerait l'acquisition de quotas supplémentaires, rendant ainsi impossibles les investissements

normaux. Elles estiment encore que le système des sanctions établi par la directive et transposé par le décret est disproportionné et impose lui aussi des charges injustifiées aux entreprises concernées.

Enfin, les parties requérantes considèrent que le système mis en place porterait atteinte à la sécurité juridique: seuls les opérateurs soumis au système d'échange des quotas d'émission devraient faire face aux incertitudes que crée la réglementation dénoncée, à l'exclusion des opérateurs non concernés.

Les parties requérantes considèrent que les violations ainsi relevées des règles du droit constitutionnel par le décret attaqué résultent de la transposition en droit interne de la directive 2003/87/CE dont la validité doit être appréciée au regard du droit communautaire primaire. C'est pourquoi elles estiment que la Cour est tenue de poser à la Cour de justice des Communautés européennes la question préjudicielle suivante:

«La directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté européenne et modifiant la directive 96/61/CE, en particulier les articles 4, 6, § 3, e), 12, § 3, 9, 16, §§ 2-4^o, lus en combinaison avec l'article 2 de l'annexe I et 1 de l'annexe III, viole-t-elle les droits fondamentaux de propriété et d'exercer une activité économique, les principes d'égalité et non-discrimination, le principe de proportionnalité et les principes de sécurité juridique et de protection des droits des individus contenus dans le droit communautaire, en ce que ladite Directive:

- inclut dans son champ d'application les activités pour la production de fonte et d'acier alors que sont exclues des activités concurrentes émettrices d'une quantité supérieure ou similaire de gaz à effet de serre, en l'occurrence les industries de l'aluminium et chimique (production de plastique);

- de par l'inclusion dans son champ d'application, des secteurs de la production de fonte et d'acier, vise l'acier en tant que matériau, alors que les émissions des gaz à effet de serre du matériau plastique ne sont pas prises en compte, ni partiellement, ni entièrement, parce que ni l'industrie chimique, ni celle du traitement des déchets, ne sont visées par la Directive;

- inclut dans son champ d'application les activités pour la production de fonte et d'acier alors que, dans l'état actuel de la technologie, il leur est impossible de réduire de façon significative leurs émissions de gaz à effet de serre;

- impose aux producteurs de fonte et d'acier des obligations financières considérables et indéterminées, surtout en vue de ce que, d'une part, ils ne disposent pas de la faculté technologique de réduire leurs émissions de gaz à effet de serre d'une manière significative et, d'autre part ils sont confrontés à une situation concurrentielle aiguë et d'une clientèle concentrée, et que ces producteurs ne sont plus à même d'organiser leur activité économique avec la sécurité juridique nécessaire?».

B.11. En vertu de l'article 234, premier alinéa, du Traité instituant la Communauté européenne, «la Cour de justice est compétente pour statuer, à titre préjudiciel: [...] b) sur la validité et l'interprétation des actes pris par les institutions de la Communauté et par la BCE [...]».

Les deuxième et troisième alinéas du même article disposent:

«Lorsqu'une telle question est soulevée devant une juridiction d'un des Etats membres, cette juridiction peut, si elle estime qu'une décision sur ce point est nécessaire pour rendre son jugement, demander à la Cour de justice de statuer sur cette question.

Lorsqu'une telle question est soulevée dans une affaire pendante devant une juridiction nationale dont les décisions ne sont pas susceptibles d'un recours juridictionnel de droit interne, cette juridiction est tenue de saisir la Cour de justice».

B.12.1. La directive 2003/87/CE est une mesure de protection de l'environnement fondée sur l'article 175 du Traité CE.

L'article 176 du Traité CE dispose:

« Les mesures de protection arrêtées en vertu de l'article 175 ne font pas obstacle au maintien et à l'établissement, par chaque Etat membre, de mesures de protection renforcées. Ces mesures doivent être compatibles avec le présent traité. Elles sont notifiées à la Commission».

B.12.2. Aux termes du quinzième considérant de la directive visée ci-dessus, «le champ d'application du système communautaire peut donc être étendu aux émissions de gaz à effet de serre autres que le dioxyde de carbone, notamment dans la métallurgie de l'aluminium ou de l'industrie chimique». Aux termes du seizième considérant, «la présente directive ne devrait pas empêcher les Etats membres de maintenir ou d'établir des systèmes d'échange nationaux régulant les émissions de gaz à effet de serre provenant, soit d'activités autres que celles qui sont énumérées à l'annexe I ou qui sont incluses dans le système communautaire, soit d'installations temporairement exclues du système communautaire». Enfin, le vingt-quatrième considérant dispose qu'«il peut être recouru à la fiscalité au niveau national pour limiter les émissions des installations qui sont exclues temporairement».

B.12.3. Il en résulte que la directive 2003/87/CE n'empêche en aucune manière les Etats membres d'étendre à d'autres activités le champ d'application du régime établi de l'échange des quotas d'émission de gaz à effet de serre ou, à défaut, de prévoir des mesures fiscales appropriées.

B.13. Dès lors que, contrairement à ce qu'allèguent les parties requérantes, la directive 2003/87/CE n'empêche en aucun cas le législateur décrétoal wallon d'étendre le champ d'application du régime relatif aux quotas d'émission de gaz à effet de serre à d'autres activités et que, partant, elle ne saurait être à l'origine des griefs imputés dans le premier moyen à la norme qui fait l'objet du contrôle par la Cour dans l'actuel recours, il ne peut être fait droit à la demande de poser la question préjudicielle que les parties requérantes formulent dans ce premier moyen, la question n'étant pas pertinente. Compte tenu du pouvoir d'appréciation qui est laissé par la directive au législateur décrétoal de la manière dont il doit transposer la norme communautaire, la validité des dispositions du décret entrepris doit être contrôlée au regard des seules dispositions invoquées au moyen.

B.14. Aux termes de son article 1^{er}, alinéa 2, le décret wallon du 10 novembre 2004 entrepris «établit un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, dans des conditions économiquement efficaces et performantes», et il habilite le Gouvernement wallon à adopter un plan d'allocation des quotas d'émission de gaz à effet de serre, conformément aux principes qu'il édicte (article 3, § 1^{er}) et dans le respect des dispositions communautaires (article 3, §§ 2, 7 et 8).

Il ressort de l'article 2 du décret et de l'exposé des motifs (*Doc. parl.*, Parlement wallon, S.E. 2004, no 7-1, pp. 6-7) que le décret n'entend pas s'écarter des choix faits par la directive 2003/87/CE précitée dans ses annexes I et II, ni en ce qui concerne les catégories d'activités visées par le régime des quotas qu'il établit, ni en ce qui concerne les gaz à effet de serre visés.

B.15. Selon les travaux préparatoires de la directive 2003/87/CE (COM (2001) 581 final, pp. 10 et 11), le champ d'application du régime des quotas d'émission de gaz a été déterminé en tenant compte du double objectif de l'instauration de ce dernier, à savoir réduire les émissions de gaz à effet de serre, et ce dans des conditions économiquement efficaces et performantes.

Ainsi, le choix des gaz visés est déterminé par leur mesurabilité, celle-ci étant tributaire de leur diffusion: de ce point de vue, le dioxyde de carbone (CO₂), seul gaz finalement

retenu parmi les six gaz à effet de serre cités dans l'annexe II, est celui dont les émissions sont le plus facilement mesurables. Il a aussi été décidé de distinguer les gaz selon leur provenance: seuls les gaz provenant d'activités collectives (« *upstream* ») sont visés, à l'exclusion des gaz provenant d'émissions individuelles (« *downstream* »), tels ceux émis par les véhicules automobiles ou les gaz provenant de la consommation des ménages.

Quant au choix des activités économiques visées, seules celles qui émettent, en grande quantité, du CO₂ ont été, dans un premier temps, retenues, compte tenu de la mesurabilité de ce gaz mais aussi de ce qu'il représente 46 p.c. des gaz à effet de serre émis dans l'Union européenne.

Le critère sur la base duquel certaines activités ont été choisies plutôt que d'autres est donc objectif.

Il peut être admis que, dans une première phase de la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre, la Région wallonne ait, dans l'esprit de la directive européenne, limité le champ d'application du régime d'échange des quotas d'émission aux activités produisant la plus grande quantité de dioxyde de carbone. Les industries de métaux non ferreux et les industries chimiques qui ne sont pas visées émettent soit des gaz à effet de serre moins facilement mesurables, soit du Co₂ en quantité beaucoup plus réduite.

La différence de traitement est aussi proportionnée à l'objectif visé: il a été tenu compte, pour l'attribution des quotas, de la réalité industrielle, eu égard à l'objectif Kyoto qui est imparté à l'Etat belge et, en particulier, à la Région wallonne, cet objectif environnemental devant être considéré comme participant d'un intérêt public supérieur.

B.16. Les mêmes considérations valent en ce qui concerne la violation alléguée de la liberté de commerce et d'industrie et du droit de propriété des parties requérantes sur leurs usines de production d'acier.

Les limitations que le régime des quotas impose en l'espèce aux parties requérantes ne portent en rien atteinte à leur droit de propriété sur les installations qu'elles exploitent et ne les empêchent en aucune façon de définir une politique industrielle et économique. S'il est vrai que cette politique pourra nécessiter certaines adaptations afin de répondre aux exigences du régime des quotas, celles-ci sont, pour les motifs exposés en B.15, raisonnables et proportionnées à l'objectif visé.

Il convient en particulier d'observer qu'en ce qui concerne le régime des sanctions établi par l'article 12 du décret entrepris, qui transpose à cet égard le système de l'article 16 de la directive, les amendes qui peuvent être perçues en cas de non-restitution, par un exploitant, du nombre de quotas suffisant pour couvrir ses émissions de gaz à effet de serre spécifiés de l'année précédente constituent une mesure régulatrice, adaptée aux exigences du système d'échange des quotas d'émission de gaz à effet de serre, qui doit inciter les intéressés à respecter leurs obligations en matière de réduction d'émission de gaz à effet de serre, de sorte que les objectifs internationaux et européens applicables à la Belgique et à la Région wallonne en ce qui concerne cette réduction puissent être atteints. Le montant des amendes a été fixé non seulement en fonction du surcoût escompté nécessité par la réduction des gaz à effet de serre émis, mais également en fonction de la nécessité d'encourager en permanence les intéressés soit à acquérir suffisamment de quotas d'émission pour répondre aux exigences du décret, soit à modifier leur comportement afin de diminuer l'émission de gaz nocifs, plutôt que de se contenter de payer les amendes. La sanction ainsi prévue a un caractère non seulement incitatif, mais également compensatoire, en tant qu'aux termes de l'article 12, § 4, du décret entrepris, «ces amendes sont versées dans le fonds visé à l'article 13» (le Fonds wallon Kyoto) qui utilise ces ressources pour financer des projets et des mesures favorisant la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

B.17. Enfin, la Cour n'est pas compétente pour contrôler directement le respect d'un principe de sécurité juridique. En ce que la violation de ce principe serait alléguée en corrélation avec la violation du principe d'égalité et de non-discrimination, le grief ne serait pas fondé pour les motifs exposés en B.15.

B.18. Le premier moyen ne peut être accueilli.

Quant au deuxième moyen

B.19. Le deuxième moyen est pris de la violation des articles 10, 11 et 16 de la Constitution et de l'article 1^{er} du Premier Protocole additionnel à la Convention européenne des droits de l'homme par l'article 5, alinéas 2 à 4, du décret entrepris en ce qu'il autorise le Gouvernement à retirer ou à modifier la décision de délivrance des quotas notamment en cas de cessation définitive de l'exploitation ou d'un arrêt de l'exploitation pour une durée d'au moins deux ans. Cette violation pourrait s'accompagner d'une violation de la directive 2003/87/CE dont une interprétation pourrait être, selon les parties requérantes, qu'elle interdirait que des quotas d'émission soient retirés dans les conditions précitées.

B.20. Les parties requérantes demandent, dès lors, à la Cour, avant de statuer sur le deuxième moyen, de poser à la Cour de justice des Communautés européennes une question préjudicielle en interprétation de la directive 2003/87/CE ainsi formulée:

«La Directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté européenne et modifiant la Directive 96/61/CE, plus spécialement ses articles 11, 12 et 29 ainsi que le critère 10 de l'annexe III doivent-ils être interprétés de telle sorte que l'Etat membre peut autoriser son Gouvernement à retirer ou modifier la décision de délivrance de quotas à titre gratuit par tranche d'un an, en ce qui concerne la ou les années qui restent à courir pendant la période de référence en cas de 1) cessation définitive de l'exploitation de l'établissement, 2) arrêt de l'exploitation pour une durée d'au moins deux ans d'une installation ou d'une activité, 3) modification notable conduisant une installation ou une activité à ne plus être visée par le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effets de serre spécifiés et 4) caducité du permis d'environnement?».

B.21. Lorsqu'une question, qui porte sur l'interprétation du droit communautaire, est soulevée dans une affaire pendante devant une juridiction nationale dont les décisions ne sont pas susceptibles d'un recours juridictionnel de droit interne, cette juridiction est tenue, conformément à l'article 234, troisième alinéa, du Traité C.E., de poser cette question à la Cour de justice. Ce renvoi n'est cependant pas nécessaire lorsque cette juridiction a constaté «que la question soulevée n'est pas pertinente ou que la disposition communautaire en cause a déjà fait l'objet d'une interprétation de la part de la Cour ou que l'application correcte du droit communautaire s'impose avec une telle évidence qu'elle ne laisse place à aucun doute raisonnable» (C.J.C.E., 6 octobre 1982, S.R.L. CILFIT et autres c. Ministère italien de la Santé, 283/81, *Rec.*, 1982, p. 3415).

B.22. Selon la directive, chaque Etat membre doit, pour la période de trois ans qui commence le 1^{er} janvier 2005, allouer à tous les exploitants d'installations qui entrent dans son champ d'application des quotas d'émission sur la base d'un plan national d'allocation élaboré en application de l'article 9 de la directive, conformément à l'article 10 et en tenant compte des observations formulées par le public (article 11, paragraphe 1).

Le plan national d'allocation précise la quantité totale de quotas qu'il a l'intention d'allouer pour la période considérée ainsi que la manière dont il se propose de les allouer. Le plan doit se fonder sur des critères objectifs et transparents, incluant les critères énumérés à l'annexe III, en tenant dûment compte des observations formulées par le public (article 9, paragraphe 1). Les plans nationaux d'allocation sont examinés au sein du comité visé

à l'article 23, paragraphe 1 (article 9, paragraphe 2). La Commission peut rejeter ce plan ou une partie de celui-ci en cas d'incompatibilité avec les critères énoncés à l'annexe III ou avec les dispositions de l'article 10 et ce, dans les trois mois qui suivent la notification d'un plan national par un Etat membre (article 9, paragraphe 3).

B.23. La directive détermine le mode d'allocation de la quantité totale des quotas d'émission avec le plus de précision possible parce que le système des quotas d'émission disponibles doit tenir compte de l'obligation pour l'Etat membre de limiter ses émissions en vue de réaliser les objectifs que la Communauté européenne et les Etats membres se sont engagés ensemble à atteindre dans le cadre du Protocole de Kyoto à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. Le premier critère de l'annexe III de la directive précise que la quantité totale de quotas à allouer «n'est pas supérieure à celle nécessaire, selon toute vraisemblance, à l'application stricte des critères fixés dans la présente annexe». Pour la période allant jusqu'à 2008, la quantité totale doit être compatible avec un scénario aboutissant à ce que chaque Etat membre puisse atteindre, voire faire mieux que l'objectif qui lui a été assigné en vertu de la décision 2003/358/CE et du Protocole de Kyoto.

Le sixième critère précise, ensuite, que le plan doit contenir des confirmations sur les moyens qui permettront aux nouveaux entrants de commencer à participer au système communautaire dans l'Etat membre concerné.

A cela s'ajoute que, conformément à l'article 10 de la directive, les Etats membres doivent allouer au moins 95 p.c. des quotas à titre gratuit, pour la période qui commence le 1^{er} janvier 2005.

B.24. Compte tenu de ce que la directive tend à déterminer avec le plus de précision possible le mode d'allocation de la quantité totale de quotas d'émission, dans le respect des critères énumérés dans son annexe III, on ne peut pas interpréter la directive - en raison des contraintes qu'elle impose et en l'absence de disposition expresse en sens contraire - comme interdisant de retirer et ensuite d'ajouter à la réserve pour les nouveaux entrants les quotas d'émission non utilisés pendant l'année qui suit (a) la cessation définitive de l'exploitation d'un établissement, (b) l'arrêt de l'exploitation pour une durée d'au moins deux ans, (c) la modification notable d'une installation conduisant à ce qu'elle ne soit plus visée par le système, (d) la caducité du permis d'environnement.

Il convient enfin d'observer que la plupart des plans nationaux d'allocation qui ont été approuvés par la Commission européenne comprennent ce même type de dispositions.

Il résulte de ce qui précède que la manière d'appliquer correctement le droit communautaire s'impose avec une telle évidence qu'elle ne laisse place à aucun doute raisonnable, de sorte qu'il n'est pas nécessaire de poser à la Cour de justice des Communautés européennes la question suggérée.

B.25. Le décret entrepris comme la directive 2003/87/CE font une distinction entre l'autorisation qui est donnée à une exploitation d'émettre des gaz à effet de serre et l'allocation à cette exploitation, une fois l'autorisation obtenue, d'un certain nombre de quotas d'émission. Ce sont les articles 5 et 6 de la directive qui prescrivent dans quelles conditions se fait la délivrance de cette autorisation et le contenu de celle-ci. Cette autorisation prend la forme, dans le décret de la Région wallonne, d'un permis d'environnement, tel qu'il est visé notamment à l'article 2, 4^o, a) et b), et 7^o, ou à l'article 5, 4^o.

B.26. Conformément à l'article 10 de la directive 2003/87/CE, les quotas d'émission sont alloués, selon l'article 5, alinéa 2, du décret, à titre gratuit et par tranche d'un an. Cette allocation se fait, aux termes de l'article 4 du même décret, sur la base du plan wallon d'allocation qui doit, selon l'article 3 du décret, être adopté dans le respect du droit national, communautaire et international. L'allocation se fonde sur des critères objectifs

et transparentes, en particulier ceux repris à l'annexe III précitée de la directive. Le même article 5, alinéa 2, précise aussi que le Gouvernement peut retirer ou modifier la délivrance de ces quotas dans quatre cas, dont celui de la cessation définitive de l'exploitation.

B.27.1. Contrairement à ce que soutiennent les parties requérantes, l'exploitant visé par le décret n'est pas encore propriétaire des quotas qui lui avaient été alloués initialement par application de l'article 4, § 1^{er}, alinéa 2, du décret entrepris mais qui ne lui ont pas encore été délivrés par application de l'article 5, alinéa 1^{er}, du même décret. La non-délivrance, pour une nouvelle période d'un an, de quotas qui lui avaient certes été alloués initialement mais qui ne lui ont pas encore été effectivement délivrés, ne peut pas davantage être considérée comme une expropriation au sens de l'article 16 de la Constitution.

Par ailleurs, l'exploitant sait, au moment où les quotas d'émission lui sont initialement alloués par application de l'article 4, § 1^{er}, alinéa 2, que ceux-ci peuvent, pour une période à venir, lui être « retirés » (c'est-à-dire : peuvent ne pas lui être délivrés effectivement) dans les quatre hypothèses visées à l'article 5, alinéa 2. En outre, il peut encore échanger les quotas qui lui ont été effectivement délivrés pour l'année en cours, mais qui n'ont pas été utilisés.

Il est vrai qu'une fois effectivement délivré, le quota devient un bien négociable puisqu'aux termes du décret (article 7) et de la directive (article 12), toute personne (physique ou morale) peut détenir des quotas et que ceux-ci peuvent être transférés selon les règles prescrites par les deux dispositions précitées. Toutefois, une personne qui a acquis des quotas d'émission et qui, par hypothèse, n'exploite pas un établissement qui émet des gaz à effet de serre n'est pas dans la même situation que l'exploitant à qui sont alloués des quotas d'émission qui doivent être restitués en raison des émissions de gaz à effet de serre qu'il provoque.

B.27.2. Il résulte de ceci que le législateur décretal pouvait prévoir que les quotas d'émission peuvent « être retirés » aux exploitants, notamment en cas de cessation d'activité. Cette faculté réservée à l'autorité publique est conforme au système de la directive tel qu'il a été exposé en B.23. En particulier, le nombre de quotas d'émission dont l'autorité publique dispose est limité et doit être alloué afin de respecter et de faire respecter les engagements auxquels elle est tenue, en vue de réduire les émissions de gaz à effet de serre sur son territoire. En outre, l'autorité publique doit, aux termes de la directive, veiller à régler la situation des nouveaux entrants (article 11, paragraphe 3). Enfin, le système des quotas doit être pratiqué dans des conditions économiquement efficaces et performantes (article 1^{er} de la directive et article 1^{er}, alinéa 2, du décret entrepris). Compte tenu de ceci, la Région wallonne peut prévoir que les quotas ainsi repris sont versés dans la réserve de quotas qu'elle a par ailleurs constituée en vue d'être allouée aux nouveaux entrants.

B.27.3. L'article 1^{er} du Premier Protocole additionnel à la Convention européenne des droits de l'homme ne conduit pas à une autre conclusion, dès lors que cette disposition ne porte pas atteinte « au droit que possèdent les Etats de mettre en vigueur les lois qu'ils jugent nécessaires pour réglementer l'usage des biens conformément à l'intérêt général », ce qui est le cas en l'espèce.

B.28. Le deuxième moyen ne peut être accueilli.

Quant au troisième moyen

B.29. Les parties requérantes soutiennent dans le troisième moyen que, dans l'hypothèse où la directive 2003/87/CE doit s'entendre comme autorisant les retraits de quotas d'émission notamment lors de la fermeture d'une exploitation, la directive et l'article 5 du décret qui la transpose seraient contraires à la liberté d'établissement telle qu'elle est garantie par les articles 3 et 43 du Traité CE et que cette méconnaissance est constitutive

d'une discrimination entre les entreprises selon qu'elles sont soumises ou non au système d'échange de quotas.

B.30. Les parties requérantes demandent à la Cour qu'elle pose, avant dire droit, à la Cour de justice des Communautés européennes deux questions préjudicielles, la première en validité, la seconde en interprétation de la directive 2003/87/CE:

«La Directive 2003/87/CE du 13 octobre 2003 du Parlement européen et du Conseil établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre et modifiant la Directive 96/61/CE du Conseil interprétée dans le sens qu'elle autorise, ou du moins n'interdit pas les Etats membres à retirer ou modifier la décision de délivrance de quotas à titre gratuit par tranche d'un an, en ce qui concerne la ou les années qui restent à courir pendant la période de référence en cas de 1) cessation définitive de l'exploitation de l'établissement, 2) arrêt de l'exploitation pour une durée d'au moins deux ans d'une installation ou d'une activité, 3) modification notable conduisant une installation ou une activité à ne plus être visée par le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effets de serre spécifiés et 4) caducité du permis d'environnement, est-elle compatible avec le principe communautaire de la liberté d'établissement dès lors que ce retrait ou cette modification sont susceptibles d'affecter les entreprises qui envisagent la restructuration de leurs activités européennes, celle-ci impliquant la fermeture d'un ou plusieurs sites de production couverts par le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, et l'accroissement corrélatif de la production d'un autre de leurs sites européens, dans la mesure où il n'est pas garanti que, d'une part, l'entreprise en question sera qualifiée de nouvel entrant selon les critères de l'Etat membre en cause, et d'autre part, la réserve des nouveaux entrants ne sera pas épuisée; et que ces entreprises se verront contraintes, le cas échéant, à se relocaliser en dehors de l'Union européenne ou à maintenir une capacité de production inefficace?»;

«Les articles 3 et 43 du Traité de Rome du 25 mars 1957 instituant la Communauté européenne doivent-ils être interprétés de telle sorte que l'Etat membre peut autoriser son Gouvernement à retirer ou modifier la décision de délivrance de quotas à titre gratuit par tranche d'un an, en ce qui concerne la ou les années qui restent à courir pendant la période de référence en cas de 1) cessation définitive de l'exploitation de l'établissement, 2) arrêt de l'exploitation pour une durée d'au moins deux ans d'une installation ou d'une activité, 3) modification notable conduisant une installation ou une activité à ne plus être visée par le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effets de serre spécifiés et 4) caducité du permis d'environnement?».

B.31. La réglementation dont il est fait état dans la première question préjudicielle et qui est critiquée dans le moyen figure dans le décret attaqué (article 5) mais non dans la directive 2003/87/CE. La question soulevée par les parties requérantes n'est, par conséquent, pas pertinente pour examiner le bien-fondé du moyen. En raison de la marge de manoeuvre dont dispose le législateur décréteur pour transposer la directive précitée, ce contrôle de l'article 5 entrepris doit se faire en soi, indépendamment des reproches que les parties requérantes font à cette directive, et s'effectuer au seul regard des dispositions de la Constitution invoquées au moyen, lues en combinaison avec les dispositions invoquées du Traité CE.

B.32. L'article 3, paragraphe 1, sous c), du Traité CE dispose:

«Aux fins énoncées à l'article 2, l'action de la Communauté comporte, dans les conditions et selon les rythmes prévus par le présent traité:

[...]

c) un marché intérieur caractérisé par l'abolition, entre les Etats membres, des obstacles à la libre circulation des marchandises, des personnes, des services et des capitaux;

[...].».

L'article 43 du Traité CE dispose:

«Dans le cadre des dispositions visées ci-après, les restrictions à la liberté d'établissement des ressortissants d'un Etat membre dans le territoire d'un autre Etat membre sont interdites. Cette interdiction s'étend également aux restrictions à la création d'agences, de succursales ou de filiales, par les ressortissants d'un Etat membre établis sur le territoire d'un Etat membre.

La liberté d'établissement comporte l'accès aux activités non salariées et leur exercice, ainsi que la constitution et la gestion d'entreprises, et notamment de sociétés au sens de l'article 48, deuxième alinéa, dans les conditions définies par la législation du pays d'établissement pour ses propres ressortissants, sous réserve des dispositions du chapitre relatif aux capitaux.»

B.33. L'article 5 du décret entrepris n'empêche en aucun cas les parties requérantes de s'établir dans un autre Etat membre. La nécessité pour de nouveaux entrants de faire appel à la réserve qui leur est destinée dans l'Etat d'accueil ne résulte pas du retrait des quotas dans l'Etat membre, en l'espèce dans la Région wallonne, en raison de ce qu'une entreprise aurait cessé ses activités dans cette Région, mais découle de ce que l'entreprise qui s'implante dans un autre Etat est tenue d'obtenir, dans cet Etat, une autorisation d'émettre des gaz à effet de serre et, ensuite, dans cet Etat et selon la réglementation en vigueur dans celui-ci, un certain nombre de quotas d'émission. A cet égard, les parties requérantes ne démontrent pas en quoi le décret entrepris les empêcherait de bénéficier de la réserve de nouveaux entrants dans l'Etat membre où elles se délocaliseraient. L'argumentation selon laquelle elles ne rempliraient pas les conditions d'accès à cette réserve repose sur une hypothèse qui, à supposer qu'elle soit vérifiée, n'est en rien imputable à la disposition entreprise du décret.

B.34. Les parties requérantes soutiennent encore que l'article 5 entrepris serait aussi discriminatoire puisque s'il est lu en combinaison avec l'article 43 du Traité CE, les entreprises visées par cette disposition se trouveraient, de manière injustifiée, dans une situation plus difficile que celles qui ne le sont pas.

Comme il a été constaté lors de l'examen du premier moyen, le décret entrepris n'engendre pas de discrimination injustifiée entre les exploitations visées par le décret attaqué et celles qui ne le sont pas. La même justification est pertinente au regard du principe de la liberté d'établissement garanti par l'article 43 du Traité CE. Cette disposition interdit seulement que des restrictions soient mises par les Etats membres à la liberté d'établissement. Il ressort de ce qui est dit en B.33 que la disposition entreprise ne saurait en aucun cas s'analyser comme une restriction interdite par l'article 43.

B.35. Il a été constaté dans la réponse au deuxième moyen que le décret entrepris n'appliquait pas incorrectement la directive 2003/87/CE, et que celle-ci a été adoptée sur la base de l'article 175 du Traité CE. La réponse à la seconde question préjudicielle en interprétation de l'article 43 du Traité CE que les parties requérantes sollicitent de poser ne pourrait remettre en cause les considérations précédentes.

B.36. Le troisième moyen ne peut être accueilli.

Par ces motifs,
la Cour
rejette le recours.

Ainsi prononcé en langue française, en langue néerlandaise et en langue allemande, conformément à l'article 65 de la loi spéciale du 6 janvier 1989 sur la Cour d'arbitrage, à l'audience publique du 7 juin 2006.

Le greffier,
P.-Y. Dutilleux.

Le président,
M. Melchior.

Tribunal Superior de Justicia de Castilla y Leon,
Recurso nº 858/06, SENTENCIA de 8 de Enero de 2008

Recurso nº 858/06

TRIBUNAL SUPERIOR DE JUSTICIA DE CASTILLA Y LEON
SALA DE LO CONTENCIOSO-ADMINISTRATIVO-SEDE EN VALLADOLID.
SECCIÓN: SEGUNDA

SENTENCIA Nº 20

ILMOS. SRES.:
PRESIDENTE SECCIÓN:
DOÑA ANA MARTÍNEZ OLALLA
MAGISTRADOS:
DON XAVIER ORAÁ GONZÁLEZ
DON RAMÓN SASTRE LEGIDO

En Valladolid, a ocho de enero de dos mil ocho

Visto por la Sala de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Superior de Justicia de Castilla y León, con sede en Valladolid, el presente recurso en el que se impugna:

El Decreto 13/2006, de 9 de marzo, por el que se modifica el Anexo I del Decreto 140/1998, de 16 de julio, por el que se aprueba el Plan de Ordenación de los Recursos Naturales de Fuentes Carrionas y Fuente Cobre—Montaña Palentina (Palencia).

Son partes en dicho recurso:

Como recurrente: LA ASOCIACIÓN PARA LA DEFENSA DE LOS RECURSOS NATURALES DE CANTABRIA (ARCA), representada por el Procurador Sr. Sánchez Corral bajo la dirección de la Letrada Sra. San Juan Alonso.

Como demandada: LA ADMINISTRACIÓN DE LA COMUNIDAD DE CASTILLA Y LEÓN, representada y defendida por Letrada de sus servicios jurídicos.

Ha sido ponente la Ilma. Sra. Magistrada Doña Ana Martinez Olalla.

ANTECEDENTES DE HECHO

PRIMERO. - Interpuesto y admitido a trámite el presente recurso y recibido el expediente administrativo la parte recurrente dedujo demanda en la que, con base en los hechos y fundamentos de derecho en ella expresados, solicitó de este Tribunal el dictado de una sentencia por la que se declare la nulidad de la resolución recurrida, con expresa condena en costas a la Administración demandada. Mediante Otrosi solicita el recibimiento del pleito a prueba.

SEGUNDO. - En el escrito de contestación de la parte demandada, con base en los hechos y fundamentos de derecho expresados en el mismo, se solicitó de este Tribunal el dictado de una sentencia por la que se desestime el recurso condenado al pago de las costas a la parte actora.

TERCERO. - Recibido el pleito a prueba se desarrolló en la forma que obra en autos. Presentado por las partes escrito de conclusiones, se declararon conclusos los presentes autos. Se señaló para votación y fallo el día 18 de diciembre de 2008.

CUARTO. - En la tramitación de este recurso se han observado las prescripciones legales.

FUNDAMENTOS DE DERECHO

PRIMERO. - Se impugna en el presente recurso contencioso-administrativo por la representación procesal de la Asociación para la Defensa de los Recursos Naturales de Cantabria (ARCA) el Decreto 13/2006, de 9 de marzo, por el que se modifica el Anexo I del Decreto 140/1998, de 16 de julio, por el que se aprueba el Plan de Ordenación de los Recursos Naturales (PORN) de Fuentes Carrionas y Fuente Cobre-Montaña Palentina (Palencia) y se pretende que se declare nula la resolución recurrida alegando que el Decreto recurrido vulnera el principio constitucional de interdicción de la arbitrariedad de los poderes públicos (art. 9.3 C.E.) e incumple la Directiva 79/409/CEE relativa a la conservación de las aves silvestres y la Directiva 92/43/CEE relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la flora y la fauna silvestres y el Real Decreto 1997/1995 por el que se traspone esta última Directiva. Motivos que sustenta fundamentalmente, uno, en que se ha infringido el art. 6 del PORN porque no se dan los presupuestos necesarios para la revisión del mismo pues nació con la finalidad de establecer medidas para asegurar la protección, conservación, mejora y utilización racional del Espacio Natural de Fuentes Carrionas y Fuente Cobre-Montaña Palentina y, por tanto, el surgimiento de iniciativas privadas, como la instalación de una estación de esquí alpino, no entra dentro de los supuestos de cambios de criterios o circunstancias que dieron lugar al PORN y, dos, en que los informes y alegaciones que obran en el expediente de prestigiosos especialistas ponen de relieve las graves repercusiones que la instalación de una estación de esquí provocaría sobre el espacio natural protegido y sobre la fauna y flora allí existente reduciendo el régimen de protección que tenían en contra de las exigencias que imponen las Directivas antes señaladas encaminadas a evitar - no a propiciar, como a su entender, se produce en este caso - el deterioro de los hábitats naturales mediante un sistema de protección riguroso.

La Administración demandada se opone a la demanda y sostiene la legalidad del Decreto impugnado alegando: 1) que el propio PORN admite la posibilidad de revisión al establecer su vigencia hasta que se revise por haber cambiado suficientemente las circunstancias o criterios que han determinado su aprobación (art. 6 del PORN), sin que se especifique en qué medida debe producirse ese cambio ni si dicho cambio se refiere solo a los valores del Espacio Natural y sin que se descarten los cambios derivados de la situación socioeconómica del área, de forma que la generación de expectativas en torno a un probable desarrollo socioeconómico, a partir de la implantación de determinadas actividades o proyectos, puede ser un motivo de cambio de circunstancias o criterios suficiente para la revisión del PORN; b) que no se infringe el régimen de protección derivado de la aplicación de las Directivas europeas mencionadas por la recurrente, que resultan

de aplicación al Espacio Natural de que se trata como consecuencia de su inclusión en la Red Natura 2000 como LIC y ZEPA, porque los proyectos que ahora se autorizan y que antes no estaban contemplados en el PORN deben ser sometidos previamente y de manera individualizada a la evaluación de las repercusiones ambientales y su adecuación a los objetivos de conservación del Parque Natural.

SEGUNDO. - Para abordar las cuestiones planteadas conviene, en primer lugar, exponer es qué ha consistido la Modificación.

La Modificación del Anexo I de que se trata afecta a los artículos 12, 17, 23, 27, 29, 47 y 63 en los siguientes términos:

Se modifica el apartado 4 del artículo 2 que decía:

4. “Se limitarán las actuaciones, infraestructuras e instalaciones que supongan un impedimento o modificación a la normal circulación de las aguas por sus cauces, salvo las mínimas imprescindibles para el abastecimiento a poblaciones y los usos agropecuarios tradicionales de la zona”.

En su lugar pasa a tener la siguiente redacción:

4. “Se limitarán las actuaciones, infraestructuras e instalaciones que supongan un impedimento o modificación a la normal circulación de las aguas por sus cauces, salvo las mínimas imprescindibles para el abastecimiento a poblaciones, los usos agropecuarios tradicionales de la zona y las ligadas a estaciones de esquí alpino.”

Se modifica el apartado 2 del artículo 17 que decía;

2. “Se evitará la introducción en el medio natural de cualquier elemento artificial (incluidas torres de comunicación, antenas, transformadores, o publicidad exterior) que limite el campo visual, rompa la armonía del paisaje o desfigure la perspectiva”.

En su lugar pasa a tener la siguiente redacción:

2. “Se procurará evitar la introducción en el medio natural de cualquier elemento artificial (incluidas torres de comunicación, antenas, transformadores, o publicidad exterior) que limite el campo visual, rompa la armonía del paisaje o desfigure la perspectiva. No obstante, al ser necesario que todos los núcleos urbanos del Parque dispongan de servicios como televisión, radio, teléfono o electricidad, podrán establecerse las infraestructuras que sean imprescindibles para conseguir dichos objetivos.”

Se modifica el apartado 3 del artículo 23 que decía:

3. “Se fomentarán las actividades deportivas y de recreo, debiéndose minimizar el impacto ambiental de aquellas que requieran la creación de infraestructuras permanentes. La construcción de nuevas estaciones de esquí, que en ningún caso podrán ser de esquí alpino, y la modificación de las existentes en el interior del Espacio Natural, deberán someterse al procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental”.

En su lugar pasa a tener la siguiente redacción:

3. “Se fomentarán las actividades deportivas y de recreo, debiéndose minimizar el impacto ambiental de aquellas que requieran la creación de infraestructuras permanentes. La construcción de nuevas estaciones de esquí y la modificación de las existentes en el interior del Espacio Natural, deberán someterse al procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental.”

Se modifica el apartado C del artículo 27 que decía;

“Espigüete-Altos de Cardaño-Curavacas Sur y Fuente Cobre-Circo de Valdecebollas.

Se conservarán estrictamente los singulares valores geológicos y geomorfológicos de

estas áreas, evitándose toda acción o actividad que altere de algún modo los mismos. En particular, se considera inadecuado, de cara a la permanencia de dichos valores, la realización de infraestructuras que alteren el paisaje, así como la realización de movimientos de tierras y actividades extractivas.

En su lugar pasa a tener la siguiente redacción:

“Espigüete-Altos de Cardaño-Curavacas Sur y Fuente Cobre-Circo de Valdecebollas.

Se conservarán estrictamente los singulares valores geológicos y geomorfológicos de estas áreas, evitándose toda acción o actividad que altere de algún modo los mismos. La realización de movimientos de tierras, actividades extractivas o la instalación de infraestructuras que puedan alterar significativamente el paisaje requerirá de una adecuada evaluación y, en cualquier caso, la adopción de las oportunas medidas de integración paisajística”.

Se modifica el apartado 4 del artículo 29 que decía:

4. “Se evitarán con carácter general las edificaciones de nueva planta en las zonas de más valor del Espacio Natural.”

En su lugar pasa a tener la siguiente redacción:

“Se evitarán con carácter general las edificaciones de nueva planta en las zonas de más valor del Espacio Natural. Excepcionalmente podrán realizarse construcciones indispensables para el desarrollo de la actividad agraria o ganadera para lo cual será precisa la autorización de la Administración del Espacio Natural. Asimismo, se podrán autorizar, previo sometimiento al procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental y de conformidad con la legislación urbanística, usos de interés público vinculados al ocio porque se aprecie la necesidad de su emplazamiento en suelo rústico a causa de sus específicos requerimientos en materia de ubicación”.

Se modifica el apartado 8 del artículo 47 que decía:

8. “La construcción de nuevas estaciones de esquí, que en ningún caso podrán ser de esquí alpino, y la modificación de las existentes en el interior del Espacio Natural”.

En su lugar pasa a tener la siguiente redacción:

8. “La construcción de nuevas estaciones de esquí y la modificación de las existentes en las Zonas de Uso Limitado y Uso Compatible”.

Se modifica el apartado 4 del artículo 63 que decía:

4. “Se prohíbe la instalación de nuevas infraestructuras de cualquier tipo con destino a la práctica del esquí alpino.”

En su lugar pasa a tener la siguiente redacción:

4. “En las Zonas de Reserva: Se prohíbe la instalación de nuevas infraestructuras de cualquier tipo destinadas a la práctica de esquí alpino.

En las Zonas de Uso Limitado y Uso Compatible: La construcción de nuevas estaciones de esquí y la modificación de las existentes en el interior del Espacio Natural, deberán someterse al procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental”.

TERCERO.- En segundo término, conviene destacar de la tramitación del expediente administrativo los siguientes datos:

1) En la Memoria del Proyecto de Decreto por el que se modifica el Plan objeto de esta litis se dice en el apartado “Necesidad y oportunidad del proyecto” que el Parque Natural de Fuentes Carrionas y Fuente Cobre-Montaña Palentina (Palencia) es un espacio de la montaña cantábrica que presenta una gran belleza y un muy elevado estado de

conservación, siendo buena prueba de ello la presencia en su territorio de la población más fuerte del núcleo oriental del oso pardo cantábrico. En función de esa excepcional riqueza ambiental la zona fue propuesta como Lugar de Interés Comunitario (LIC) por la Comunidad Autónoma de Castilla y León con el código ES410011 el 18 de marzo de 1999 y designada como Zona de Especial Protección para las Aves (ZEPA) por la Unión Europea el 31 de agosto de 2000. Estas características - se continua diciendo en la Memoria - determinaron la elaboración y aprobación del Plan de Ordenación de los Recursos Naturales de la zona mediante el Decreto 140/1998, de 16 de julio, previo a su declaración como Parque Natural mediante la Ley 4/2000, de 27 de junio.

Como justificación de la modificación se señala que: durante estos últimos años han surgido en el ámbito de la Montaña Palentina diferentes iniciativas de desarrollo económico y empresarial derivadas de una creciente demanda social por las actividades de ocio, tiempo libre y disfrute en la naturaleza y, entre ellas, se han promovido varias iniciativas para el desarrollo de una estación invernal en la zona de San Glorio en León y en las inmediaciones de Palencia y Cantabria, que incluirían las instalaciones necesarias para la práctica del esquí alpino.

Como esa iniciativa no tiene cabida con la normativa que rige el Parque Natural, ya que el apartado 8 del artículo 47 y el apartado 4 del artículo 63 del PORN prohíben la construcción de estaciones de esquí alpino, diferentes Ayuntamientos incluidos en el Parque Natural y las Cortes de Castilla y León han solicitado la modificación de la normativa que impide el desarrollo de los proyectos de estación de esquí alpino al amparo del art. 9 del PORN, en el que se citan como objetivos prioritarios la conservación de los recursos naturales, su diversidad y dinámica pero también se plantea la promoción del desarrollo socioeconómico de las poblaciones del Espacio Natural y la mejora de sus condiciones de forma compatible con la conservación de sus valores.

Con la modificación - se dice en la Memoria - se abre la posibilidad de autorizar determinados proyectos, previo análisis y evaluación de las repercusiones ambientales y de su adecuación a los objetivos de conservación del Parque Natural.

2) El expediente se inicia con un informe del Servicio de Espacios Naturales de 25 de febrero de 2005 en el que se exponen las razones que justifican la modificación del PORN, en los mismos términos reflejados después en la Memoria expuestos en el número anterior, y en él se hace la propuesta de Modificación que después se aprueba por el Director General del Medio Natural.

3) Con fecha 3 de marzo de 2005 el contenido de la propuesta de modificación es informado favorablemente por la Junta Rectora del Parque Natural, habiéndose abstenido D^a Piedad Isla Gómez y votado en contra D^a Esther Ibeas Torres.

4) Con fecha 4 de marzo de 2005 fue remitida a las Consejerías de la Junta de Castilla y León la solicitud de informe a efectos de recabar las preceptivas sugerencias u observaciones al respecto; no remitió informe la Consejería de Sanidad, emitieron informe pero sin sugerencias u observaciones las Consejerías de Familia, de Hacienda, de Educación, de Economía y Empleo y de Cultura y Turismo y formularon propuesta de modificaciones al articulado las Consejerías de Agricultura y Ganadería, Fomento y Presidencia.

5) Mediante resolución de 15 de abril de 2005 de la Dirección General del Medio Natural de la Consejería de Medio Ambiente se abrió un periodo de información pública, audiencia

y consulta durante un mes. Se recibieron un total de 146 alegaciones de las cuales 6 tienen sentido favorable y el resto se manifiestan en contra de la modificación, conteniendo una de las alegaciones 170 firmas.

6) La contestación de las alegaciones se realizó el 8 de noviembre de 2005.

7) En la misma fecha la Dirección General del Medio Natural remitió a las Entidades Locales afectadas el nuevo texto de la parte dispositiva al objeto de que adujesen cuantas observaciones se estimaran oportunas en el plazo de 30 días, sin que se presentara alegación alguna.

8) El 19 de enero de 2006 se celebró sesión de la Ponencia Técnica de Urbanismo y Ordenación del Territorio en la que se emitió informe favorable a la modificación del PORN. En el mismo sentido favorable informó el Consejo de Urbanismo y Ordenación del Territorio de Castilla y León el 10 de febrero de 2006.

9) El 21 de febrero de 2006 emitió informe favorable sobre la modificación el Consejo Regional de Espacios Naturales Protegidos de Castilla y León.

10) La Dirección General del Medio Natural elaboró la propuesta definitiva de la Modificación del PORN, que remitió a la Consejería de Medio Ambiente y ésta a las restantes Consejerías. Concluido el trámite anterior el proyecto de Decreto fue remitido a la asesoría jurídica de la Consejería de Medio Ambiente para emitir informe en el que se pone de relieve que la memoria del proyecto sometido a informe, en lo que se refiere al marco normativo en el que pretende incorporarse y siendo una zona en la que inciden directamente las Directivas 82/43/CEE (Lugares de Interés Comunitario) y 79/409/CEE (Zonas de Especial Protección para las Aves) debería hacer mención a las mismas (folio 3411 del expediente); el proyecto fue sometido a la aprobación de la Junta de Castilla y León, que lo aprobó mediante el Decreto 13/2006, de 9 de marzo.

CUARTO. - De las numerosas alegaciones que se hicieron en el periodo de información pública por parte de asociaciones de distinta índole y particulares, se estima necesario destacar las efectuadas por las Universidades de León y de Salamanca, dando contestación al traslado que para hacer alegaciones se les confirió por resolución de 15 de abril de 2005 de la Dirección General de Medio Ambiente, por su carácter institucional y los especiales conocimientos técnicos y científicos de los autores de los informes.

En el informe de la Universidad de Salamanca (folio 493 del expediente) se dice “La propuesta de modificación del PORN...supone más que una alternativa técnicamente evaluable un auténtico cambio de prioridades ya que pasa de la prevalencia de la conservación inalterada de los hábitats a admitir y propiciar un uso intensivo del territorio...este uso intensivo es claramente incompatible con la pervivencia de las especies que se han refugiado en él precisamente por el escaso poblamiento de la zona a lo largo de la historia y su difícil accesibilidad. La introducción de miles de personas a lo largo de todo el año implica impactos y repercusiones directos innegables en los hábitats preservados hasta ahora. Conviene señalar que aumentos de población en un territorio durante determinadas épocas no han podido ser compatibilizados con la presencia de especies de difícil reproducción en ninguno de los numerosos intentos que se han realizado en numerosos países del mundo. Por la naturaleza de algunas de las especies, fuertemente amenazadas de extinción, que se verían afectadas,

recomendamos una seria reflexión sobre los beneficios y beneficiarios reales de un proyecto de las características del propuesto y también un minucioso estudio de la viabilidad económica del mismo antes de que sus efectos sean irreversibles”.

En el informe de la Universidad de León (folios 507-512) suscrito por D^a Marta Eva García González y D^a Raquel Alonso Redondo, del Departamento de Biología Vegetal, y D. José María Redondo Vega, del Departamento de Geografía, se dice: Desde un punto de vista geomorfológico el E.N. de Fuentes Carrionas y Fuente Cobre-Montaña Palentina y en especial su sector noroccidental que coincide con el cordal Espigüete-Agujas de Cardaño-Peña Prieta más el intermedio de Curavacas reúne unas condiciones excepcionales por lo que se refiere a los restos de origen glaciario y periglaciario, de tal manera que se pueden calificar de sobresalientes dentro del territorio de Castilla y León. Las áreas mencionadas son las más importantes e interesantes desde el punto de vista naturalístico de todo en noroeste peninsular... Desde el punto de vista del paisaje la zona aludida la podemos considerar como un paisaje natural, debido a la armónica trabazón de los elementos que la componen, gea, flora, clima, fauna y la débil presencia humana. Posee un alto valor intrínseco debido a su función y especialización natural. Permitir la construcción de estaciones de esquí alpino en este entorno supondría el cambio de uso y función que conlleva la destrucción de los valores naturales. La puesta en marcha de una estación de esquí implica un conjunto de impactos directos, permanentes e irreversibles y de magnitud severa debido a la construcción de las infraestructuras necesarias para su funcionamiento y la fragilidad del medio de alta montaña en el que se instalan....La adecuación de las laderas y fondos del valle para la práctica del esquí requiere movimientos de tierras a gran escala... Se destruye irreversiblemente el modelado de origen glaciario y periglaciario. Las modificaciones en el articulado del PORN que se proponen supeditan la construcción de estaciones de esquí al procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental entendiendo que esto es una garantía para la conservación del medio ambiente. La experiencia, sin embargo, nos dice todo lo contrario. Hay actividades, como las estaciones de esquí alpino, que su puesta en marcha es siempre incompatible con la conservación de los valores geológicos y geomorfológicos pues supone una destrucción física irreversible... Desde el punto de vista de la flora y la vegetación la zona aludida es una de las escasísimas áreas de toda la Cordillera Cantábrica donde se alcanza el piso bioclimático criorotemplado sobre sustratos silíceos. Esta circunstancia determina la existencia de valores botánicos únicos y excepcionales... Respecto a la vegetación este territorio resulta tener una particular importancia pues coexisten en él comunidades de un elevado interés desde diversos puntos de vista: alto grado de rareza, endemidad, vulnerabilidad y muy buen estado de conservación... En su mayoría son comunidades recogidas en el Anexo I de la Directiva Habitat 92/43/CEE, es decir, con la categoría de hábitats de interés comunitario... Las modificaciones propuestas están reñidas con la conservación de estas especies y comunidades vegetales... Con relación a la modificación del apartado 4 del artículo 29 consideramos (y nos parece obvio) que en las zonas de más alto valor del Espacio Natural no debería realizarse ningún tipo de construcción permanente encaminada al ocio... en las zonas de uso Limitado como en las zonas de Reserva no debería construirse ninguna nueva infraestructura de tipo permanente... El desarrollo socioeconómico debe fundamentarse en los usos seculares de ese territorio potenciando los valores naturales que son patrimonio de todos “.

Este informe es complementado por otros dos, a instancia del Rectorado de la Universidad de León:

En el informe del Catedrático de Ecología y Director del Instituto de Medio Ambiente D. Estanislao de Luis Calabuig (folios 458-460) se dice:

“...En este caso el objetivo es introducir una actividad que puede calificarse de dura y de alto riesgo ambiental para el conjunto del espacio... supondría un antecedente con implicaciones desestabilizadoras... Antes de someter a aprobación la modificación del PORN sería conveniente realizar un análisis de compatibilidades de uso, pero no solo de la actividad que se propone sino de cualquier otra que pudiera permitir el desarrollo socioeconómico integral de la región a modo de evaluación estratégica ambiental... Hay varios factores ambientales a tener en cuenta en este caso y quizás el más importante sea el muy probable cambio de las condiciones climatológicas de la Península Ibérica como consecuencia del cambio climático de origen antrópico, que señala a la alta montaña como una de las zonas más sensibles a ese cambio... La elevación paulatina de las temperaturas supondría zonas de innivación aceptables para el posible desarrollo de la práctica de esquí a altitudes superiores a 2000 metros coincidentes en este caso con áreas de fuerte escarpado y de difícil acceso... el grado de incertidumbre para conseguir condiciones adecuadas que permitieran el desarrollo de la actividad deportiva... estos proyectos deben tener en cuenta no solamente el espacio ocupado por los edificios y las pistas como elementos fundamentales de ocupación y modificación de espacios, sino también el correspondiente a las infraestructuras viarias y de transporte energético que pueden suponer una afección muy significativa en la zona, teniendo en cuenta los valores geomorfológicos, biológicos y paisajísticos que tiene...”

En el informe de Don Francisco José Purroy Iraizoz, Catedrático de Zoología (folios 461-464) se dice: “El sector geográfico de las Tres Provincias, a caballo de los Parques Regionales de Picos de Europa y de Fuentes Carrionas y Fuente Cobre-Montaña palentina es un punto caliente de riqueza faunística como demuestra el conjunto de vertebrados residentes de una alta fragilidad ante los cambios del paisaje y la intensificación de usos recreativos, entre ellos los relacionados con la promoción del esquí alpino.

En el Anejo que acompaña al informe se pone de relieve que es un lugar óptimo de desove y alevinaje de la trucha común, es el mejor núcleo cantábrico del tritón alpino (vulnerable), existen 4 especies de anfibios incluidas en el Anexo IV de la Directiva Habitats; es un foco de riqueza de 16 especies de reptiles. Tres especies de ellas están comprendidas en el Anexo II (conservación ligada a ZECs - Zonas Especiales de Conservación de la Red Natura 2000) y 4 especies en el Anexo IV; en cuanto a las aves es un sector a caballo de las áreas Importantes para las Aves de España de Riaño (AOI 019) y de Fuentes Carrionas (AOI 021). Valores orníticos sobresalientes de las dos ZEPAS; hay presencia de ejemplares dispersivos de Águila-azor-perdicera (en peligro), importante área de cría de galliformes de matorral abierto, en especial perdiz pardilla (vulnerable); es un foco de riqueza con 50 especies de mamíferos; hay especies amenazadas: el oso pardo (críticamente amenazada), desmán ibérico (en peligro) y tres Vulnerables (armiño, gato montés y liebre piornal); 7 especies incluidas en el Anexo I de la Directiva Habitats y 17 en el Anexo IV. Es un área catalogada como crítica para el oso pardo cantábrico por tratarse del principal corredor de comunicación del núcleo oriental. Cruce habitual de ejemplares por los ejes Robadoiro-Cubil del Can y Hoyo de Vargas-Las Lomas. Alto uso estival como lugar de apareamiento y alimentación. En la Estrategia para la conservación del oso pardo (MIMAM) se especifican estas líneas maestras: 5.2.2.3. Garantizar la conectividad entre zonas oseras con planes de restauración de corredores. 5.2.1.4. Realizar Evaluación de Impacto Ambiental específico para el oso pardo en caso de planificación de estaciones de esquí, carreteras y pistas.

Desde los valores de la diversidad faunística el autor del informe rechaza la modificación del apartado 6 del artículo 47 que autoriza la construcción de nuevas estaciones de esquí y la modificación de las existentes... Recuérdese que las zonas de mayor innivación, por encima de los 2.000 m. de cota, coinciden con laderas escarpadas de máxima

valoración vegetal y que las zonas inferiores, más avallonadas, no garantizan espesor de nieve constante. Tal evento es el que motiva la nueva redacción del apartado 4 del artículo 12, de actuaciones, infraestructuras e instalaciones que supongan modificación a la normal circulación de las aguas por sus cauces, salvo las mínimas imprescindibles para el abastecimiento de las poblaciones, los usos agropecuarios tradicionales y las ligadas a estaciones de esquí alpino, aspecto este último que supone usos de agua para cañones de esquí, intentando garantizar cobertura nival. Por ello en el apartado 4 del artículo 12 hay que eliminar usos del agua ligados a estaciones de esquí alpino, máxime al conocer el valor de la red fluvial para la reproducción y alevinaje de la trucha común y la vida de especialistas acuáticos (diferentes anfibios, desmán ibérico y nutria).

QUINTO. - De lo expuesto hasta ahora cabe obtener las siguientes conclusiones:

Una, que la finalidad de la Modificación del PORN aquí enjuiciada es la alteración del régimen de protección del Parque Natural con el objetivo de mejorar la economía local a través del incremento del turismo que se puede producir mediante el establecimiento de estaciones de esquí alpino hasta entonces prohibidas.

Dos, que no constan en el expediente - y, por tanto, no han podido ser tenidos en cuenta por la Administración para proponer primero y después aprobar el Decreto aquí impugnado - ningún dato, análisis, informe o estudio técnico o científico: a) que acredite que han variado las circunstancias medioambientales y socio-económicas tenidas en cuenta al elaborar el PORN que ahora se modifica; b) que haya valorado la repercusión que sobre la protección, conservación, mejora y utilización racional del espacio natural de Fuentes Carrionas y Fuente Cobre-Montaña Palentina tiene la instalación de estaciones de esquí alpino y si ese desarrollo socioeconómico de los municipios que integran el espacio natural (objetivo básico, pero no prioritario de la declaración del Parque Natural de Fuentes Carrionas y Fuente Cobre-Montaña Palentina, con arreglo al art. 2.4 de la Ley 4/2000, de 27 de junio, por la que se le declara Parque Natural) que se pretende promover a través de esa modificación es compatible con la conservación de sus recursos naturales. Es más, ni siquiera constan las iniciativas para el desarrollo de una estación invernal en la zona de San Glorio en León y en las inmediaciones de Palencia y Cantabria, que incluirían las instalaciones necesarias para la práctica del esquí alpino, ni las solicitudes de los Ayuntamientos incluidos en el Parque Natural y de las Cortes de Castilla y León que, según la Memoria del proyecto y el informe del Servicio de Espacios Naturales que inicia el expediente, justifican la modificación del PORN.

Tres, que constan en el expediente informes de especialistas emitidos a instancia de instituciones públicas que acreditan:

a) que no han variado las circunstancias medioambientales tenidas en cuenta al elaborar el PORN, es decir: el carácter excepcional del Espacio Natural de que se trata desde el punto de vista geomorfológico, paisajístico y biológico, con especies comprendidas en los Anexos I, II y IV de la Directiva 92/43/CEE, algunas en peligro de extinción, su fragilidad y su alto grado de conservación.

b) que las modificaciones introducidas reducen el régimen de protección establecido en el PORN aprobado por Decreto 140/1998 y son totalmente incompatibles con la conservación del Espacio Natural desde el punto de vista geomorfológico y paisajístico y con la conservación y supervivencia de algunas de las especies y vegetación allí existente, especialmente protegidas por la normativa comunitaria.

c) que es muy dudosa la viabilidad económica de una estación de esquí alpino en ese Espacio Natural por los cambios climáticos que se están produciendo y por las circunstancias físicas que concurren en él.

SEXTO. - En el PORN aprobado por el Decreto 140/1998, de 16 de julio, tras un inventario y evaluación de los recursos del espacio natural, agrupados en dos grandes grupos, medio natural y medio socioeconómico, que forman parte del Plan, con arreglo al art. 4 de dicho Decreto, se establece un régimen de protección, que es el asumido por la Ley 4/2000, de 27 de junio, de declaración del Parque Natural de Fuentes Carrionas y Fuente Cobre-Montaña Palentina, en el se prohíbe de forma expresa la construcción de estaciones de esquí alpino (arts. 47.8 y 63.4 del PORN).

Es decir, en 1998 la Administración autonómica, a la vista de los recursos naturales y ecosistemas del espacio natural de que se está tratando y de la situación económico-social de los municipios incluidos dentro de él, estima que es una medida necesaria para hacer efectivo su objetivo prioritario - que es el de conservar, y proteger los recursos naturales, su vegetación, flora, fauna, gea y paisaje, preservando la diversidad genética y manteniendo la dinámica y estructura funcional de los ecosistemas, según el art.9.l del PORN - la de impedir la construcción de estaciones de esquí alpino.

En el año 2000 el Legislador autonómico, al asumir el régimen de protección establecido en el PORN (art. 4 de la Ley 4/2000), ratifica que esa medida es necesaria para cumplir el objetivo básico y prioritario de la declaración del Parque Natural que es el mismo que el del PORN (art. 2.1 de la misma Ley), siendo objetivo básico pero no prioritario (art. 2.4 de la citada Ley) de esa declaración, también, el promover el desarrollo socioeconómico de los municipios que integran el espacio natural y mejorar la calidad de vida de sus habitantes, de forma compatible con la conservación de sus recursos naturales. No considera compatible por lo mismo, al ratificar el régimen de protección previsto en el PORN, la conservación de sus recursos naturales con la construcción de estaciones de esquí alpino en el Parque Natural.

En febrero de 2005, menos de 5 años después de la entrada en vigor de la Ley 4/2000 que declara Parque Natural al espacio natural litigioso, se inicia el expediente de Modificación del PORN que finaliza con el Decreto aquí impugnado.

En el art. 6 del Decreto 140/1998 se establece: “1. Las determinaciones del presente Plan de Ordenación de los Recursos Naturales entrarán en vigor el día siguiente de la publicación del Acuerdo de aprobación en el B.O.C.L. y seguirán vigentes hasta tanto no se revise el Plan, por haber cambiado suficientemente las circunstancias o criterios que han determinado su aprobación. 2. La revisión o modificación de las determinaciones, requerirá la realización de los mismos trámites seguidos para su aprobación”.

En el caso enjuiciado, como dice la parte recurrente, ni se han cumplido los mismos requisitos formales que se tuvieron en cuenta para la aprobación del PORN ni se da el presupuesto necesario para que la revisión de sus determinaciones se lleve a cabo.

No se han cumplido los mismos requisitos formales que en la elaboración del PORN ya que falta la documentación técnica que, evaluando el estado de los recursos del medio natural y del medio socioeconómico, justifique la modificación.

Por otro lado, falta el presupuesto primero y necesario para poder efectuar la Modificación pues no se ha acreditado en modo alguno que hayan cambiado - y menos suficientemente - las circunstancias o criterios tenidos en cuenta para la aprobación del PORN.

En primer lugar porque, como se ha dicho, el expediente carece de cualquier tipo de documentación que acredite que han variado esas circunstancias - ni las medioambientales ni las socio-económicas-; por el contrario, lo único que obra son informes aportados en el periodo de información pública en los que se sostiene lo contrario, que subsisten las mismas circunstancias que determinaron la fijación del régimen de protección que se cambia con la Modificación impugnada.

En segundo lugar, como ha señalado acertadamente la parte recurrente, la variación “suficiente” de las circunstancias que se ha de producir para justificar una modificación del régimen de protección del espacio natural establecido, rebajando este - como sucede en este caso en que se elimina una prohibición, la de construir estaciones de esquí alpino, que se había establecido porque se consideraba incompatible con la finalidad de protección del espacio natural-, ha de referirse a las circunstancias medioambientales. Es decir, en modo alguno puede justificarse la modificación - como sostiene la Administración demandada - en la alteración de la situación o dinámica socioeconómica del área y menos aún, como en este caso, en la generación de las expectativas derivadas de la implantación de determinados proyectos en ese desarrollo socioeconómico.

Es obvio, que las meras propuestas de iniciativas privadas y las expectativas que las mismas puedan producir no son cambios de circunstancias socio-económicas producidas en esa zona distintas de las tenidas en cuenta al elaborar el PORN que justifiquen su modificación. Por el contrario, esa posibilidad - la del establecimiento de estaciones de esquí alpino - ya se valoró al elaborar el PORN y se concluyó - tras hacer el correspondiente inventario y evaluación de los recursos del espacio natural, tanto del medio natural como del socioeconómico (art. 4 del PORN) - que debía prohibirse (arts. 47.3 y 63.4 del PORN).

Por otro lado, al justificar la Modificación en esas propuestas encaminadas, según se dice, a mejorar la situación socioeconómica de la zona se están alterando, sin justificación alguna y de forma ilegal, los criterios tenidos en cuenta al elaborar el PORN, cuya finalidad (art.2) es establecer las medidas necesarias para asegurar la protección, conservación, mejora y utilización racional del Espacio Natural litigioso y para lo cual se establece como objetivo prioritario del PORN (art. 9.1 del Decreto 140/1980) conservar y proteger los recursos naturales, su vegetación, flora, fauna, gea y paisaje, preservando la diversidad genética y manteniendo la dinámica y estructura funcional de los ecosistemas y como objetivo general, pero no prioritario, promover el desarrollo socioeconómico de las poblaciones del Espacio Natural y mejorar su calidad de vida de forma compatible con la conservación de sus valores (art. 9.4 del referido Decreto); por tanto, no puede modificarse el PORN al amparo de un objetivo que aún siéndolo también del PORN es básico pero no prioritario en detrimento del que es prioritario sin justificación alguna y sin haber comprobado previamente su compatibilidad con él.

Con lo expuesto se quiere poner de relieve que si el planificador decidió que era necesario para hacer efectivo el objetivo prioritario del PORN prohibir las estaciones de esquí alpino y consideró que éstas eran incompatibles con el régimen de protección que establecía no puede posteriormente, sin una justificación adecuada, contravenir la decisión anterior en una cuestión no regida por la discrecionalidad ni amparada por la genérica potestad

reconocida a aquél de modificar o revisar el planeamiento anterior (ius variandi), pues la posibilidad de introducir modificaciones está limitada por el propio PORN al caso en que hayan variado las circunstancias y criterios tenidos en cuenta anteriormente. Es, además, a la Administración que toma esa decisión a la que corresponde justificar esa decisión posterior en el expediente y, ahora, en el proceso, lo que no ha hecho. En otras palabras, no es al impugnante a quien incumbe la carga de probar que no se dan las circunstancias que justifican la modificación.

Esa justificación adecuada comporta que mediante los informes y estudios técnicos o científicos correspondientes se acredite que desde el año 2000 al 2005 han cambiado suficientemente las circunstancias o criterios que han determinado su aprobación; se insiste en que lo que ha de probarse es que los recursos naturales y ecosistemas existentes en el ámbito del PORN han variado y su conservación y protección - que es el objetivo prioritario del PORN y de la declaración por Ley de Parque Natural - no exige la prohibición de las estaciones de esquí alquino.

En el caso examinado es flagrante la vulneración del art. 6 del PORN porque ni en el informe del Servicio de Espacios Naturales, que inicia el expediente, ni en la Memoria del Proyecto de Modificación ni en el Preámbulo del Decreto 13/2006 por el que se aprueba la Modificación del PORN - que tienen un contenido prácticamente idéntico - se menciona que haya habido cambio alguno ni en el medio natural ni en el socio-económico que justifique la Modificación, sino que se plantea como una medida de promoción del desarrollo socio-económico de la zona. Pero es que el cauce legal para hacer efectiva esa promoción de forma compatible con la conservación de los valores naturales del Parque Natural es el previsto en la Ley 8/1991 mediante las ayudas técnicas y financieras previstas en su artículo 42 y en el propio PORN en el art. 24 en el que se prevé la elaboración de un Plan de Desarrollo Turístico para el Espacio Natural y en el Título VI en el que se regulan los Planes de Desarrollo del PORN distinguiendo dos Planes Básicos: el Plan Rector y el Plan de Mejoras en los que se han de establecer acciones que se imbrican para conseguir los objetivos de conservación del espacio natural que inevitablemente están condicionadas por la mejora de la calidad de vida de las poblaciones que lo habitan y constituye en su conjunto el Plan de Desarrollo sostenible del Espacio Natural (art. 69.1).

No consta que se hayan elaborado el Plan de Desarrollo Turístico, ni el Plan Rector de Uso y Gestión ni el Plan de Mejoras lo que evidencia aún más la inconsistencia de la Modificación del PORN y su falta de justificación cuando, sin haber estudiado ni probado otras alternativas compatibles con el régimen de protección que había establecido tras el inventario y evaluación de los recursos del espacio natural, procede a rebajar la protección del Parque Natural.

SÉPTIMO. - Se ha dicho en el Fundamento anterior que la Modificación impugnada altera los criterios tenidos en cuenta al elaborar el PORN no solo de forma injustificada sino también de forma ilegal.

Es ilegal la preeminencia que al desarrollo económico-social se otorga en la Modificación impugnada sin examinar y evaluar previamente su compatibilidad con la conservación, protección y mejora de los recursos naturales y ecosistemas existentes en el Espacio Natural porque no es cierto, frente a lo que sostiene la Administración demandada, que la Modificación respete el régimen de protección que tenía el Parque Natural estableciendo

ahora la obligación de someterse a evaluación de impacto ambiental los futuros proyectos de estaciones de esquí alpino antes prohibidos, sino que lo ha rebajado, vulnerando no solo prioridad que al criterio conservacionista otorga el Decreto 140/1998 y la Ley 4/1990 sino también el art. 45 de la Constitución que impone a los poderes públicos los deberes de defender y restaurar el medio ambiente y la Ley estatal 4/1989, de 27 de marzo, de Conservación de los Espacios Naturales y de la Flora y de la Fauna Silvestre y la Ley 8/1991, de 10 de mayo, de Espacios Naturales de la Comunidad de Castilla y León dictadas en cumplimiento de este mandato, así como la Directiva 79/409/CEE relativa a la conservación de las aves silvestres y la Directiva 92/43/CEE relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la flora y la fauna silvestres y el Real Decreto 1997/1995 por el que se traspone esta última Directiva.

Ha de tenerse en cuenta que este mandato de conservar y restaurar el medio ambiente dirigido a los poderes públicos es la lógica consecuencia del derecho de los ciudadanos, reconocido en el precepto constitucional mencionado, de disfrutar de un medio ambiente adecuado para el desarrollo de la persona.

La tutela del medio ambiente se sitúa, por otro lado, en el corazón de la actividad comunitaria inspirándola e informándola, según recordó la sentencia Comisión/Consejo, de 11 de junio de 1991, convirtiéndose con la firma del Tratado UE en Maastricht en un fin de la Comunidad. Un alto logro de conservación y de mejora del entorno natural, así como la mejora de la calidad de vida, constituyen metas comunitarias (art. 2 CE).

Como se dice en el Considerando primero de la Directiva 92/43/CEE “la conservación, la protección y la mejora de la calidad del medio ambiente, incluida la conservación de los hábitats naturales, así como de la fauna y flora silvestres, son un objetivo esencial que reviste un interés general para la Comunidad, según lo dispuesto en el art. 130 R del Tratado”. Y como se desprende de los Considerandos cuarto y undécimo de la misma Directiva “los hábitats y especies contemplados por la Directiva forman parte del patrimonio natural de la Comunidad y las amenazas que pesan sobre ellos tiene a menudo un carácter transfronterizo, de manera que la adopción de medidas de conservación constituye una responsabilidad común de todos los Estados miembros” y “cualquier plan o programa que pueda afectar de manera significativa a los objetivos de conservación de un lugar que ha sido designado o que lo será en el futuro debe ser objeto de una evaluación apropiada”.

Ha de ponerse de relieve que no se trata de contraponer y dar preeminencia a unos recursos naturales o a unas especies o vegetación sobre los habitantes del Espacio Natural. Muy al contrario, con la conservación y protección de esos recursos naturales y ecosistemas lo que se pretende es conservar y perpetuar el patrimonio natural heredado, como se dice en la Exposición de Motivos de la Ley 8/1991, que es un patrimonio comunitario como se señala en la Directiva antes citada.

El medioambiente no es una abstracción, sino el espacio donde viven los seres humanos del que dependen su calidad de vida y su salud, incluso para generaciones futuras (Dictamen de 8 de julio de 1996 del Tribunal Internacional de Justicia).

Como se dice en el Preámbulo de la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad “el patrimonio natural y la biodiversidad desempeñan una función social relevante por su estrecha vinculación con la salud y el bienestar de las personas y por su aportación al desarrollo social y económico”.

La Ley estatal 4/1989, de 27 de marzo, de Conservación de los Espacios Naturales y de la Flora y de la Fauna Silvestre crea un régimen protector de los recursos naturales mediante el establecimiento de normas de protección, conservación, restauración y mejora de los recursos naturales y, en particular, las relativas a los espacios naturales y a la flora y fauna silvestres. En concreto, en relación con los Espacios Naturales Protegidos, establece la Ley estatal que la finalidad de su declaración como tales es la de proteger aquellas áreas y elementos naturales que ofrezcan un interés singular desde el punto de vista científico, cultural, educativo, estético, paisajístico y recreativo y contribuir a la supervivencia de comunidades o especies necesitadas de protección, mediante la conservación de sus hábitats y en el art. 13 se dice que “Los Parques son áreas naturales, poco transformadas por la explotación u ocupación humana que, en razón a la belleza de sus paisajes, la representatividad de sus ecosistemas o la singularidad de su flora, de su fauna o de sus formaciones geomorfológicas, poseen unos valores ecológicos, estéticos, educativos y científicos cuya conservación merece una atención preferente. 2. En los Parques se podrá limitar el aprovechamiento de los recursos naturales, prohibiéndose en todo caso los incompatibles con las finalidades que hayan justificado su creación”.

En la misma línea la Ley 8/1991, de 10 de mayo de Espacios Naturales de la Comunidad de Castilla y León señala en su Exposición de Motivos que “El extenso y variado territorio de la Comunidad de Castilla y León contiene numerosos espacios naturales que, por sus características singulares y valores ecológicos, deben ser preservados del deterioro derivado de actividades económicas y comportamientos humanos desprovistos de sensibilidad medioambiental, que amenazan y, en ocasiones, rompen el equilibrio secular de los ecosistemas que sustentan. Esta Ley pretende establecer un régimen jurídico de protección de los recursos naturales que permita perpetuar el patrimonio natural heredado por esta generación, que sea compatible con un proceso de desarrollo económico y social ordenado...” y en su artículo 13 define a los Parques como “áreas naturales, poco transformadas por la explotación u ocupación humana que, en razón de la belleza de sus paisajes, la representatividad de sus ecosistemas o la singularidad de su flora, de su fauna o de sus formaciones geomorfológicas, poseen unos valores ecológicos, estéticos, educativos y científicos cuya conservación merece una atención preferente”.

La necesaria compensación que los habitantes de los Espacios Naturales protegidos deben tener como consecuencia de las limitaciones impuestas, para hacer efectiva la protección de esos espacios, en las actividades económicas que pueden desarrollar, haciendo efectivo el principio de solidaridad colectiva (art. 45.2 de la Constitución), debe llevarse a cabo, como se ha dicho, en la forma establecida en la Ley 8/1991 mediante las ayudas técnicas y financieras previstas en su artículo 42 y en el propio PORN en el art. 24 y en el Título VI, pero no eliminando aquellas prohibiciones que se habían establecido para hacer efectiva la conservación del Parque.

El art. 4.4 de la Directiva 79/409/CEE dispone que “Los Estados miembros tomarán las medidas adecuadas para evitar dentro de las zonas de protección mencionadas en los apartados 1 y 2 la contaminación y el deterioro de los hábitats así como las perturbaciones que afecten a las aves en la medida que tengan un efecto significativo respecto a los objetivos del presente artículo. Fuera de dichas zonas de protección los estados miembros se esforzarán también en evitar la contaminación o el deterioro de los hábitats” y en el art. 6.2 de la Directiva 92/43/CEE se dice que “Los Estados miembros adoptarán las medidas apropiadas para evitar, en las zonas especiales de conservación, el deterioro los hábitats naturales y los hábitats de especies, así como las alteraciones que repercutan en las especies que hayan motivado la designación de las zonas, en la medida en que

dichas alteraciones puedan tener efecto apreciable en lo que respecta a los objetivos de la presente normativa”.

En relación con este punto, conviene poner de relieve lo dicho por el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas en la S. 10.5.07, nº C-508/2004, que dice que “la Directiva - la 92/42/CEE - impone la adopción de medidas de conservación necesarias, lo que excluye cualquier margen de apreciación a este respecto por parte de los Estados miembros y limita las eventuales facultades reglamentarias o decisorias de las autoridades nacionales a los medios que deben emplearse y a las opciones que deben realizarse en el marco de dichas medidas”(apartado 76); “la protección de las especies que haya motivado la designación de las zonas especiales debe garantizarse de forma completa” (apartado 101); “Procede recordar... que los artículos 12 a 14 y 15, letras a) y b) de la Directiva forman un conjunto coherente de normas que imponen a los Estados miembros la obligación de establecer regímenes de protección estrictos de las especies animales y vegetales de que se trata” (apartado 109), “Procede, asimismo, recordar, que el art. 16 de la Directiva, que define de manera precisa los criterios sobre cuya base los Estados miembros pueden establecer excepciones a las prohibiciones impuestas en sus artículos 12 a 15, constituye una disposición de excepción al régimen de protección previsto por la Directiva. Por consiguiente, este artículo debe interpretarse restrictivamente” (apartado 110).

En la sentencia del TJCE de 14 de septiembre de 2006, nº C-244/2005 se dice que “el régimen de protección apropiado aplicable a los lugares incluidos en una lista nacional remitida a la Comisión exige que los Estados miembros no autoricen intervenciones que puedan alterar significativamente las características ecológicas de tales lugares”, lo que sucedería en este caso como han puesto de relieve los informes de los especialistas antes mencionados.

Por último, la propia esencia de la planificación de los recursos naturales que no es sino una forma de poner orden y concierto para conseguir la utilización racional que exige la Constitución, como se dice en la sentencia del TC 102/1995, de 26 de junio, el principio de seguridad jurídica garantizado en el art. 9.3 de la Constitución, los principios de precaución y acción preventiva que presiden la política de protección de medio ambiente de la Comunidad Europea (art. 174 CE, apartado 2), la propia doctrina jurisprudencial fijada por el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas, entre otras, en la sentencia de 6 de abril de 2000, nº C-256/1998 y la normativa aplicable al PORN exigen que la evaluación no solo de los aspectos económico-sociales sino también y fundamentalmente de los medioambientales en su conjunto y, en concreto, en relación con el objetivo de conservación del lugar, se realice con carácter previo a la modificación del régimen de protección establecido para el Espacio Natural, como sucede en este caso al afectar a uno de las actividades hasta entonces prohibidas por incompatible con el régimen de conservación de los recursos naturales y ecosistemas allí existentes.

En efecto, en el art. 6 del PORN se establece que la modificación de sus determinaciones requerirá de los mismos trámites seguidos para su aprobación en la que se ha hecho una evaluación del medio natural y del medio socioeconómico.

El art. 6.3 de la Directiva 92/43/CEE establece que “Cualquier plan o proyecto que, sin tener relación directa con la gestión del lugar o sin ser necesario para la misma, pueda afectar de forma apreciable a los citados lugares, ya sea individualmente o en combinación con otros planes y proyectos, se someterá a una adecuada evaluación de sus repercusiones en el lugar, teniendo en cuenta los objetivos de conservación de dicho lugar. A la vista de las conclusiones de la evaluación de las repercusiones en el lugar y supeditado a lo dispuesto

en el apartado 4, las autoridades nacionales competentes se declararán de acuerdo con dicho plan o proyecto tras haberse asegurado de que no causará perjuicio a la integridad del lugar en cuestión y, si procede, tras haberlo sometido a información pública.

En el presente caso hubo evaluación al elaborar el PORN y se concluyó que las estaciones de esquí alpino eran incompatibles con la conservación del Espacio Natural. Al suprimir la prohibición con la Modificación impugnada la Administración autonómica está autorizando una actividad sin haberse asegurado de que no causaría perjuicio a la integridad del Parque Natural y el instrumento en el que se deben determinar las limitaciones generales y específicas que respecto de los usos y actividades hayan de establecerse en función de la conservación de los espacios y especies a proteger es el Plan de Ordenación de los Recursos Naturales, con arreglo a los arts. 4 y 26.2.c) de la Ley 8/1991 y al art. 6 del Real Decreto 1997/1995, de 7 de diciembre, por el que se establecen Medidas para contribuir a garantizar la Biodiversidad mediante la conservación de los Hábitats Naturales y de la Fauna y Flora Silvestres.

OCTAVO. - Por todo lo expuesto procede estimar el recurso y declarar nulo de pleno derecho, de conformidad con lo establecido en el artículo 62.2 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, el Decreto 13/2006, de 9 de marzo, por el que se modifica el Anexo I del Decreto 140/1998, de 16 de julio, por el que se aprueba el Plan de Ordenación de los Recursos Naturales de Fuentes Carrionas y Fuente Cobre-Montaña Palentina (Palencia).

NOVENO. - No se hace especial pronunciamiento en cuanto a las costas (art. 139 de la Ley Jurisdiccional).

DÉCIMO. - Una vez firme esta sentencia ha de publicarse el fallo de la misma en el Boletín Oficial de Castilla y León en virtud de lo dispuesto en el art. 107.2 de la Ley citada Ley Jurisdiccional 29/1998.

Vistos los artículos citados y demás aplicables

FALLAMOS: Que, estimando el presente recurso contencioso-administrativo núm. 858/2006 interpuesto por la representación de la Asociación para la Defensa de los Recursos Naturales de Cantabria (ARCA), debemos declarar y declaramos nulo de pleno derecho el Decreto 13/2006, de 9 de marzo, por el que se modifica el Anexo I del Decreto 140/1998, de 16 de julio, por el que se aprueba el Plan de Ordenación de los Recursos Naturales de Fuentes Carrionas y Fuente Cobre-Montaña Palentina (Palencia), sin costas.

Una vez firme esta sentencia, publíquese el fallo de la misma en los términos señalados en su fundamento de derecho décimo.

Así por esta nuestra sentencia, de la que se unirá testimonio a los autos, lo pronunciamos, mandamos y firmamos.

Conseil d'État
N° 287110, 8 février 2007

Conseil d'État

N° 287110

Publié au recueil Lebon

Assemblée

M. Sauvé, président
M. Bertrand Dacosta, rapporteur
M. Guyomar, commissaire du gouvernement
COSSA, avocat(s)

lecture du jeudi 8 février 2007

REPUBLIQUE FRANCAISE AU NOM DU PEUPLE FRANCAIS

Vu la requête, enregistrée le 15 novembre 2005 au secrétariat du contentieux du Conseil d'Etat, présentée pour la SOCIETE ARCELOR ATLANTIQUE ET LORRAINE, dont le siège est Immeuble La Pacific, 11-13, cours Valmy, La Défense 7, à Puteaux (92800), la SOCIETE SOLLAC MEDITERRANNEE, dont le siège est Immeuble La Pacific, 11-13, cours Valmy, la Défense 7, à Puteaux (92800), la SOCIETE ARCELOR PACKAGING INTERNATIONAL, dont le siège est Immeuble La Pacific, 11-13, cours Valmy, la Défense 7, à Puteaux (92800), la SOCIETE UGINE et ALZ FRANCE, dont le siège est Immeuble La Pacific, 11-13, cours Valmy, la Défense 7 à Puteaux (92800), la SOCIETE INDUSTRIE LOIRE, dont le siège est Immeuble La Pacific, 11-13, cours Valmy, la Défense 7, à Puteaux (92800), la SOCIETE CREUSOT METAL, dont le siège est Immeuble La Pacific, 11-13, cours Valmy, La Défense 7, à Puteaux (92800), la SOCIETE UGITECH, dont le siège est Immeuble La Pacific, 11-13, cours Valmy, La Défense 7, à Puteaux (92800), la SOCIETE IMPHY ALLOYS, dont le siège est Immeuble La Pacific, 11-13, cours Valmy, la Défense 7, à Puteaux (92800) et la SOCIETE ARCELOR, dont le siège est 19, avenue de la Liberté, à Luxembourg (2930), représentées par leurs dirigeants en exercice; la SOCIETE ARCELOR ATLANTIQUE ET LORRAINE et autres demandent au Conseil d'Etat:

1°) **d'annuler pour excès de pouvoir** les décisions implicites, acquises les 18, 15, 15 et 19 septembre 2005, nées du silence gardé par le Président de la République, le Premier ministre, le ministre de l'écologie et du développement durable et le ministre délégué à l'industrie sur leur demande tendant à l'abrogation à titre principal, de l'article 1er du décret n° 2004-832 du 19 août 2004 pris pour l'application des articles L. 229-5 à L. 229-19 du code de l'environnement et relatif au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, en tant qu'il rend applicable ce décret aux installations du secteur sidérurgique, et, à titre subsidiaire, des articles 4.I, 4.II et 5 de ce décret;

2º) d'enjoindre aux autorités administratives compétentes **d'abroger, à titre principal, l'article 1er du décret n° 2004-832 du 19 août 2004** en tant qu'il le rend applicable aux installations du secteur sidérurgique et, à titre subsidiaire, les articles 4.I, 4.II et 5 de ce décret, dans un délai de deux mois à compter de la notification de l'arrêt à intervenir, en application de l'article L. 911-1 du code de justice administrative;

3º) à tout le moins, de surseoir à statuer sur les conclusions principales de la requête des sociétés requérantes, dans l'attente que le tribunal de première instance des Communautés européennes se prononce sur la validité de la directive 2003/87/CE, du Parlement européen et du Conseil, établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté européenne, en ce qu'elle a inclus dans son champ d'application le secteur sidérurgique;

4º) de mettre à la charge de l'Etat, le versement d'une somme de 10 000 euros en application de l'article L. 761-1 du code de justice administrative;

Vu les autres pièces du dossier;

Vu, enregistré le 22 janvier 2007, l'acte par lequel Maître Cossa, avocat de la SOCIETE UGITECH, déclare se désister purement et simplement de la requête;

Vu la Constitution, notamment son Préambule et ses articles 55 et 88-1;

Vu la directive 96/61/CE du Conseil du 24 septembre 1996 relative à la prévention et à la réduction intégrée de la pollution;

Vu la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté et modifiant la directive 96/61 du Conseil;

Vu le code de l'environnement;

Vu le décret n° 77-1133 du 21 septembre 1977 pris pour l'application de la loi n° 76-663 du 19 juillet 1976 relative aux installations classées pour la protection de l'environnement;

Vu le décret n° 2004-832 du 19 août 2004 pris pour l'application des articles L. 229-5 à L. 229-19 du code de l'environnement et relatif au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, modifié par le décret n° 2005-189 du 25 février 2005;

Vu le code de justice administrative;

Après avoir entendu en séance publique:

- le rapport de M. Bertrand Dacosta, Maître des Requêtes,
- les observations de Me Cossa, avocat de la SOCIETE ARCELOR ATLANTIQUE ET LORRAINE et autres,

- les conclusions de M. Mattias Guyomar, Commissaire du gouvernement;

Sur les conclusions présentées pour la SOCIETE UGITECH:

Considérant que le désistement de la SOCIETE UGITECH est pur et simple; que rien ne s'oppose à ce qu'il en soit donné acte;

Sur le cadre juridique du litige:

Considérant qu'afin de favoriser la réduction des émissions de gaz à effet de serre, la **directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003 a établi un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté européenne;**

que l'annexe I de la directive fixe la liste des activités auxquelles elle s'applique; qu'aux termes de son article 4: «Les Etats membres veillent à ce que, à partir du 1er janvier 2005, aucune installation ne se livre à une activité visée à l'annexe I entraînant des émissions spécifiées en relation avec cette activité, à moins que son exploitant ne détienne une autorisation (...);»;

qu'aux termes de son article 6, l'autorisation d'émettre des gaz à effet de serre emporte notamment: «e) l'obligation de restituer, dans les quatre mois qui suivent la fin de chaque année civile, des quotas correspondant aux émissions totales de l'installation au cours de l'année civile écoulée (...);»;

que l'article 9 de la directive prévoit que, pour la période de trois ans qui débute le 1er janvier 2005, puis pour les périodes de cinq ans suivantes, chaque Etat membre doit élaborer un plan national d'allocation de quotas précisant la quantité totale de quotas qu'il a l'intention d'allouer pour la période considérée;

qu'aux termes de son article 10: «Pour la période de trois ans qui débute le 1er janvier 2005, les Etats membres allocationnent au moins 95 % des quotas à titre gratuit. Pour la période de cinq ans qui débute le 1er janvier 2008, les Etats membres allocationnent au moins 90 % des quotas à titre gratuit;»;

qu'en vertu de son article 11, il appartient à chaque Etat membre, sur la base de son plan national d'allocation des quotas, de décider, pour chaque période, de la quantité totale de quotas qu'il allouera et de l'attribution de ces quotas à l'exploitant de chaque installation, une partie de la quantité totale de quotas étant délivrée chaque année;

que son article 12 pose le principe selon lequel les quotas peuvent être transférés d'une personne à l'autre dans la Communauté;

Considérant que l'ordonnance du 15 avril 2004 portant création d'un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre a procédé à la transposition en droit interne de celles des dispositions de la directive du 13 octobre 2003 qui relèvent du domaine de la loi;

qu'elle a, à cette fin, introduit au chapitre IX du titre II du livre II du code de l'environnement une section 2, intitulée «Quotas d'émission de gaz à effet de serre», comprenant les articles L. 229-5 à L. 229-19, dont les modalités d'application sont renvoyées à un décret en Conseil d'Etat;

qu'a été pris, sur ce fondement, le décret n° 2004-832 du 19 août 2004, modifié par le décret n° 2005-189 du 25 février 2005;

que, par ailleurs, le plan national d'affectation des quotas d'émission de gaz à effet de serre pour la période 2005-2007 a été approuvé par le décret n° 2005-190 du 25 février 2005;

Considérant que la SOCIETE ARCELOR ATLANTIQUE ET LORRAINE et les autres requérants ont demandé le 12 juillet 2005 au Président de la République, au Premier ministre, au ministre de l'écologie et du développement durable et au ministre délégué à l'industrie, à titre principal, l'abrogation de l'article 1er du décret n° 2004-832 du 19 août 2004 en tant qu'il rend applicable ce décret aux installations du secteur sidérurgique et, à titre subsidiaire, celle des I et II de l'article 4 et de l'article 5 de ce décret;

que la présente requête tend à l'annulation des décisions implicites de rejet qui leur ont été opposées et à ce qu'il soit enjoint aux autorités compétentes de procéder aux abrogations en cause;

Considérant que l'autorité compétente, saisie d'une demande tendant à l'abrogation d'un règlement illégal, est tenue d'y déférer, soit que ce règlement ait été illégal dès la date de sa signature, soit que l'illégalité résulte de circonstances de droit ou de fait postérieures à cette date;

Sur les conclusions dirigées contre le refus d'abroger l'article 1^{er} du décret:

Considérant qu'aux termes de l'article 1er du décret du 19 août 2004: «Le présent décret s'applique aux installations classées pour la protection de l'environnement produisant ou transformant des métaux ferreux, produisant de l'énergie, des produits minéraux, du papier ou de la pâte à papier et répondant aux critères fixés dans l'annexe au présent décret, au titre de leurs rejets de dioxyde de carbone dans l'atmosphère, à l'exception des installations ou parties d'installations utilisées pour la recherche, le développement et l'expérimentation de nouveaux produits et procédés»;

qu'aux termes du point II-A de l'annexe au décret, sont visées au titre des activités de production et de transformation des métaux ferreux, les «installations de grillage ou de frittage de minerai métallique, y compris de minerai sulfuré» et les «installations pour la production de fonte ou d'acier (fusion primaire ou secondaire), y compris les équipements pour coulée continue d'une capacité de plus de 2,5 tonnes par heure»;

Considérant que la soumission des activités de production et de transformation des métaux ferreux au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre est prévue par l'annexe I de la directive du 13 octobre 2003, dont l'annexe au décret du 19 août 2004 se borne à reprendre, à l'identique, le contenu; qu'ainsi qu'il a été dit, la directive exclut la possibilité, pour un Etat membre, de soustraire des activités visées à l'annexe I au champ d'application du système;

Considérant, en premier lieu, que le pouvoir réglementaire ne pouvait donc, en l'espèce, se livrer à aucune appréciation quant au champ d'application du décret; que, dès lors, le moyen tiré de ce que celui-ci serait entaché d'erreur manifeste d'appréciation ne peut qu'être écarté;

Considérant, en deuxième lieu, qu'est invoqué le moyen tiré de ce que l'article 1er du décret méconnaîtrait le principe de sécurité juridique en tant que principe général du droit communautaire; que, toutefois, la circonstance que les entreprises du secteur sidérurgique ne pourraient prévoir à quel prix elles devront, le cas échéant, acheter des quotas ne saurait caractériser une méconnaissance de ce principe;

Considérant, en troisième lieu, que les sociétés requérantes soutiennent que l'article 1^{er} du décret méconnaîtrait plusieurs principes à valeur constitutionnelle;

Considérant que si, aux termes de l'article 55 de la Constitution, «les traités ou accords régulièrement ratifiés ou approuvés ont, dès leur publication, une autorité supérieure à celle des lois, sous réserve, pour chaque accord ou traité, de son application par l'autre partie», la suprématie ainsi conférée aux engagements internationaux ne saurait s'imposer, dans l'ordre interne, aux principes et dispositions à valeur constitutionnelle; qu'eu égard aux dispositions de l'article 88-1 de la Constitution, selon lesquelles « la République participe aux Communautés européennes et à l'Union européenne, constituées d'Etats qui ont choisi librement, en vertu des traités qui les ont instituées, d'exercer en commun certaines de leurs compétences», dont découle une obligation constitutionnelle de transposition des directives, le contrôle de constitutionnalité des actes réglementaires assurant directement cette transposition est appelé à s'exercer selon des modalités particulières dans le cas où sont transposées des dispositions précises et inconditionnelles; qu'alors, si le contrôle des règles de compétence et de procédure ne se trouve pas affecté, il appartient au juge administratif, saisi d'un moyen tiré de la méconnaissance d'une disposition ou d'un principe de valeur constitutionnelle, de rechercher s'il existe une règle ou un principe général du droit communautaire qui, eu égard à sa nature et à sa portée, tel qu'il est interprété en l'état actuel de la jurisprudence du juge communautaire, garantit par son application l'effectivité du respect de la disposition ou du principe constitutionnel invoqué; que, dans l'affirmative, il y a lieu pour le juge administratif, afin de s'assurer de la constitutionnalité du décret, de rechercher si la directive que ce décret transpose est conforme à cette règle ou à ce principe général du droit communautaire; qu'il lui revient, en l'absence de difficulté sérieuse, d'écarter le moyen invoqué, ou, dans le cas contraire, de saisir la Cour de justice des Communautés européennes d'une question préjudicielle, dans les conditions prévues par l'article 234 du Traité instituant la Communauté européenne; qu'en revanche, s'il n'existe pas de règle ou de principe général du droit communautaire garantissant l'effectivité du respect de la disposition ou du principe constitutionnel invoqué, il revient au juge administratif d'examiner directement la constitutionnalité des dispositions réglementaires contestées;

Considérant que les sociétés requérantes soutiennent que seraient méconnus le droit de propriété et la liberté d'entreprendre, dès lors **que l'inclusion des entreprises du secteur sidérurgique dans le système les placerait dans une situation où elles seraient contraintes d'acquérir des quotas d'émission de gaz à effet de serre**; qu'en effet, le taux de réduction des émissions de gaz à effet de serre qui leur est imposé serait **supérieur aux possibilités de réduction effective des émissions de gaz à effet de serre dont elles disposent en l'état des contraintes techniques et économiques**;

Considérant que le droit de propriété et la liberté d'entreprendre constituent des principes généraux du droit communautaire; qu'ils ont, au regard du moyen invoqué, une portée garantissant l'effectivité du respect des principes et dispositions de valeur constitutionnelle dont la méconnaissance est alléguée; qu'il y a lieu, dès lors, pour le Conseil d'Etat, de rechercher si la directive du 13 octobre 2003, en tant qu'elle inclut dans son champ d'application les entreprises du secteur sidérurgique, ne contrevient pas elle-même à ces principes généraux du droit communautaire;

Considérant que la seule circonstance que les entreprises du secteur sidérurgique soient incluses dans le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre **ne saurait**

être regardée comme portant atteinte aux principes généraux du droit communautaire qui garantissent le droit de propriété et la liberté d'entreprendre, dès lors qu'une telle atteinte ne pourrait résulter, le cas échéant, que du niveau de réduction des émissions de gaz à effet de serre assigné à ce secteur dans le cadre du plan national d'allocation des quotas prévu par l'article 8 de la directive et approuvé par un décret distinct du décret contesté;

Considérant que les sociétés requérantes mettent en cause également la méconnaissance du principe à valeur constitutionnelle d'égalité;

Considérant qu'elles font valoir, tout d'abord, que les entreprises du secteur sidérurgique se trouveraient placées dans une **situation différente de celles des autres entreprises soumises au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre et ne pourraient, dès lors, faire l'objet du même traitement; que, cependant, le principe constitutionnel d'égalité n'implique pas que des personnes se trouvant dans des situations différentes doivent être soumises à des régimes différents;** qu'il suit de là que le moyen ne saurait être utilement invoqué;

Considérant, toutefois, que les sociétés requérantes soutiennent en outre que l'article 1^{er} du décret attaqué **méconnaît le principe d'égalité au motif que les entreprises relevant de secteurs concurrents, notamment du plastique et de l'aluminium, et émettant des quantités équivalentes de gaz à effet de serre, ne sont pas assujetties au système d'échange de quotas;**

Considérant que le principe d'égalité, dont l'application revêt à cet égard valeur constitutionnelle, constitue un principe général du droit communautaire; qu'il ressort de l'état actuel de la jurisprudence de la Cour de justice des Communautés européennes que la méconnaissance de ce principe peut notamment résulter de ce que des situations comparables sont traitées de manière différente, à moins qu'une telle différence de traitement soit objectivement justifiée; que la portée du principe général du droit communautaire garanti, au regard du moyen invoqué, l'effectivité du respect du principe constitutionnel en cause; qu'il y a lieu, dès lors, pour le Conseil d'Etat, de rechercher si la directive du 13 octobre 2003, en tant qu'elle inclut dans son champ d'application les entreprises du secteur sidérurgique, ne contrevient pas à cet égard au principe général du droit communautaire qui s'impose à elle;

Considérant qu'il ressort des pièces du dossier que les industries du plastique et de l'aluminium émettent des gaz à effet de serre identiques à ceux dont la directive du 13 octobre 2003 a entendu limiter l'émission; **que ces industries produisent des matériaux qui sont partiellement substituables à ceux produits par l'industrie sidérurgique et se trouvent donc placées en situation de concurrence avec celle-ci; qu'elles ne sont cependant pas couvertes, en tant que telles, par le système d'échange de quotas de gaz à effet de serre, et ne lui sont indirectement soumises qu'en tant qu'elles comportent des installations de combustion d'une puissance calorifique supérieure à 20 mégawatts;** que si la décision de ne pas inclure immédiatement, en tant que telles, les industries du plastique et de l'aluminium dans le système a été prise en considération de leur part relative dans les émissions totales de gaz à effet de serre et de **la nécessité d'assurer la mise en place progressive d'un dispositif d'ensemble, la question de savoir si la différence de traitement instituée par la directive est objectivement justifiée soulève une difficulté sérieuse;** que, par suite, il y a lieu pour le Conseil d'Etat de surseoir à statuer sur les conclusions de la requête

dirigées contre le refus d'abroger l'article 1er du décret contesté jusqu'à ce que la Cour de justice des Communautés européennes se soit prononcée sur la question préjudicielle de la validité de la directive du 13 octobre 2003 au regard du principe d'égalité en tant qu'elle rend applicable le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre aux installations du secteur sidérurgique, sans y inclure les industries de l'aluminium et du plastique;

Sur les conclusions dirigées contre le refus d'abroger les I et II de l'article 4 et l'article 5 du décret:

Considérant qu'il résulte du sursis à statuer sur les conclusions principales des sociétés requérantes prononcé par la présente décision qu'il y a lieu pour le Conseil d'Etat, dans l'attente de la réponse de la Cour de justice des Communautés européennes à la question préjudicielle qui lui est posée, de différer son examen des conclusions de la requête dirigées contre le refus d'abroger les I et II de l'article 4 et l'article 5 du décret du 19 août 2004;

DECIDE:

Article 1^{er}: Il est donné acte du désistement de la requête de la SOCIETE UGITECH. Article 2: Il est sursis à statuer sur la requête de la SOCIETE ARCELOR ATLANTIQUE ET LORRAINE, de la SOCIETE SOLLAC MEDITERRANNEE, de la SOCIETE ARCELOR PACKAGING INTERNATIONAL, de la SOCIETE UGINE et ALZ FRANCE, de la SOCIETE INDUSTRIEEL LOIRE, de la SOCIETE CREUSOT METAL, de la SOCIETE IMPHY ALLOYS et de la SOCIETE ARCELOR jusqu'à ce que la Cour de justice des Communautés européennes se soit prononcée sur la question de la validité de la directive du 13 octobre 2003 au regard du principe d'égalité en tant qu'elle rend applicable le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre aux installations du secteur sidérurgique sans y inclure les industries de l'aluminium et du plastique. Cette question est renvoyée à la Cour de justice des Communautés européennes siégeant à Luxembourg. Article 3: La présente décision sera notifiée à la SOCIETE ARCELOR ATLANTIQUE ET LORRAINE, à la SOCIETE SOLLAC MEDITERRANNEE, à la SOCIETE ARCELOR PACKAGING INTERNATIONAL, à la SOCIETE UGINE et ALZ FRANCE, à la SOCIETE INDUSTRIEEL LOIRE, à la SOCIETE CREUSOT METAL, à la SOCIETE UGITECH, à la SOCIETE IMPHY ALLOYS, à la SOCIETE ARCELOR, au Premier ministre, au ministre de l'écologie et du développement durable, au ministre de l'économie, des finances et de l'industrie ainsi qu'au président de la Cour de justice des Communautés européennes.

Corte Costituzionale

Sentenza N. 364 Anno 2006

SENTENZA N. 364 ANNO 2006

LA CORTE COSTITUZIONALE

composta dai signori: Presidente: Franco BILE; Giudici: Giovanni Maria FLICK, Francesco AMIRANTE, Ugo DE SIERVO, Romano VACCARELLA, Paolo MADDALENA, Alfio FINOCCHIARO, Alfonso QUARANTA, Franco GALLO, Luigi MAZZELLA, Gaetano SILVESTRI, Sabino CASSESE, Maria Rita SAULLE, Giuseppe TESAURO, Paolo Maria NAPOLITANO,

ha pronunciato la seguente

SENTENZA

nel giudizio di legittimità costituzionale dell'art. 1, commi 1 e 3, della legge della Regione Puglia 11 agosto 2005, n. 9 (Moratoria per le procedure di valutazione d'impatto ambientale e per le procedure autorizzative in materia di impianti di energia eolica), promosso con ricorso del Presidente del Consiglio dei ministri, notificato il 10 ottobre 2005, depositato in cancelleria il 19 ottobre 2005 ed iscritto al n. 85 del registro ricorsi 2005.

Visto l'atto di costituzione della Regione Puglia;

udito nell'udienza pubblica del 10 ottobre 2006 il Giudice relatore Maria Rita Saulle;

uditi l'avvocato dello Stato Giuseppe Fiengo per il Presidente del Consiglio dei ministri e l'avvocato Massimo Luciani per la Regione Puglia.

Ritenuto in fatto

Con ricorso ritualmente notificato e depositato, il Presidente del Consiglio dei ministri, rappresentato e difeso dall'Avvocatura generale dello Stato, ha proposto questione di legittimità costituzionale, in riferimento all'art. 117, commi primo, secondo, lettere a), e) e s), e terzo, della Costituzione, dell'art. 1, commi 1 e 3, della legge della Regione Puglia 11 agosto 2005, n. 9 (Moratoria per le procedure di valutazione d'impatto ambientale e per le procedure autorizzative in materia di impianti di energia eolica).

Le norme impugnate, a parere del ricorrente, nel sospendere fino alla approvazione del piano energetico ambientale regionale e, comunque, non oltre il 30 giugno 2006, le procedure autorizzative presentate dopo il 31 maggio 2005 per la realizzazione degli impianti eolici, violerebbero gli evocati parametri costituzionali.

In particolare, la difesa erariale ritiene che tali disposizioni si pongono in contrasto con l'art. 117, commi primo e secondo, lettera a), della Costituzione, in quanto impediscono il raggiungimento dell'obiettivo dell'incremento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili perseguito dallo Stato in attuazione di specifici impegni internazionali (Protocollo di **Kyoto**, 11 dicembre 1997, ratificato con legge 1° giugno 2002, n. 120) e comunitari (direttiva 2001/77/CE del 27 settembre 2001).

L'Avvocatura rileva, ulteriormente, che la moratoria contenuta nelle norme impugnate viola sia l'art. 117, secondo comma, lettera s), della Costituzione, in quanto la produzione di energia da fonti rinnovabili è un'esigenza finalizzata alla salvaguardia e alla tutela dell'ambiente, sia l'art. 117, secondo comma, lettera e), della Costituzione, poiché limita il

libero accesso al mercato dell'energia creando uno squilibrio nella concorrenza fra i diversi modi di produzione della stessa.

Infine, la difesa erariale ritiene che la norma regionale impugnata si pone in contrasto con l'art. 117, terzo comma, della Costituzione. In particolare, sarebbe lesa il principio fondamentale fissato dall'art. 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità), che, in materia di «produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia», fissa in centottanta giorni il termine entro il quale deve essere rilasciata l'autorizzazione regionale per la costruzione e l'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Si è costituita la Regione Puglia chiedendo che la questione sollevata sia dichiarata inammissibile e, comunque, infondata.

In via preliminare, la Regione osserva che il ricorso è generico, non indicando i termini del dedotto collegamento tra le disposizioni impugnate, cui non viene neanche ricondotta, in modo specifico, la violazione dei singoli parametri costituzionali evocati.

Quanto alla presunta violazione dell'art. 117, commi primo e secondo, lettera a), della Costituzione, la Regione, preliminarmente, ritiene la relativa censura inammissibile, in quanto il richiamo fatto dal ricorrente alle fonti internazionali asseritamente violate è generico. Nel merito la questione sarebbe comunque infondata, poiché la fonte di energia eolica è solo una di quelle individuate dalla normativa sopranazionale e comunitaria in materia di produzione di energia da fonti rinnovabili, risultando, quindi, questa assolutamente fungibile con altre forme di produzione di energia.

La Regione rileva, poi, che la legge regionale impugnata, seppur coinvolge un insieme di materie e, in particolare, la «tutela dell'ambiente» e il «governo del territorio», non viola l'art. 117, secondo comma, lettera s), della Costituzione, in quanto la stessa giurisprudenza costituzionale ha affermato che la materia della «tutela dell'ambiente» risulta spesso connessa ad altre materie di competenza regionale, nell'ambito delle quali le regioni mantengono il potere di porre in essere gli opportuni interventi normativi.

Per gli stessi motivi la Regione ritiene infondata la presunta violazione dell'art. 117, secondo comma, lettera e), della Costituzione, in quanto la competenza statale in materia di tutela della concorrenza non può comportare la compressione di competenze regionali che, come nel caso di specie, non coinvolgono direttamente aspetti della politica macro-economica.

Altresì infondata sarebbe l'asserita violazione dell'art. 117, terzo comma, della Costituzione, limitandosi la legge regionale, in via transitoria e solo per gli impianti eolici, a disporre una moratoria per una delle fasi del procedimento di rilascio dell'autorizzazione regionale, di talché non vi sarebbe alcun vulnus all'obiettivo che si è posto il legislatore statale di incrementare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Sul punto, la Regione osserva che la direttiva 2001/77/CE e il d.lgs. n. 387 del 2003, proprio al fine di temperare la celerità del procedimento di rilascio dell'autorizzazione alla costruzione degli impianti di energia alternativa, con quello della loro programmazione e localizzazione, prevedono la possibilità di adottare una disciplina come quella contenuta nella legge regionale impugnata. In particolare, la resistente rileva che l'art. 12, comma 10, del d.lgs. n. 387 del 2003 ha attribuito alle regioni il compito di indicare, con specifico riferimento agli impianti eolici, i siti idonei alla loro installazione, con la conseguenza che tale localizzazione può comportare un prolungamento del termine del procedimento autorizzatorio, termine che, comunque, la legge regionale fissa in modo certo.

In prossimità dell'udienza, la Regione Puglia ha depositato memoria in cui, dopo aver ribadito le argomentazioni contenute nell'atto di costituzione, ha chiesto che sia pronunciata la cessazione della materia del contendere.

La Regione rileva, infatti, che, successivamente alla legge impugnata, è stato emanato il regolamento 23 giugno 2006 n. 9 (Regolamento per la realizzazione di impianti eolici nella Regione Puglia), sostituito dal regolamento 4 ottobre 2006, n. 16, con il quale sono stabilite, nell'ambito dei procedimenti autorizzatori all'installazione di impianti eolici, le direttive per la valutazione ambientale, di talché sarebbe venuta meno la sospensione disposta dalle norme impugnate.

La Regione, comunque, osserva che l'art. 12 del d.lgs. n. 387 del 2003 non fissa alcun principio fondamentale, in quanto altre norme, sempre contenute nel d.lgs. n. 387 del 2003, nell'attribuire alle regioni il compito di indicare i siti ove installare gli impianti eolici, ammettono la possibilità che tale individuazione comporti il superamento del termine fissato dal legislatore statale.

Considerato in diritto

1.- Il Presidente del Consiglio dei ministri impugna le disposizioni di cui all'art. 1, commi 1 e 3, della legge della Regione Puglia 11 agosto 2005, n. 9 (Moratoria per le procedure di valutazione d'impatto ambientale e per le procedure autorizzative in materia di impianti di energia eolica), per violazione dell'art. 117, commi primo, secondo, lettere a), e) e s), e terzo, della Costituzione.

Le norme impugnate – nella parte in cui sospendono fino alla approvazione del piano energetico ambientale regionale e, comunque, non oltre il 30 giugno 2006, le procedure autorizzative presentate dopo il 31 maggio 2005 per la realizzazione degli impianti eolici – violerebbero i parametri costituzionali evocati.

2.- In via preliminare, va dichiarata l'inammissibilità delle censure relative all'art. 1, comma 3, per l'assoluta genericità del ricorso.

La difesa erariale, infatti, incentra le proprie doglianze sulla moratoria contenuta nell'art. 1, comma 1, della legge n. 9 del 2005, senza che sia rinvenibile alcuna specifica censura relativa al successivo comma 3, la cui impugnazione difetta, quindi, dei requisiti minimi per l'instaurazione del giudizio di legittimità costituzionale.

In proposito si osserva che il citato art. 1, comma 3, disciplina una apposita procedura autorizzativa per gli impianti eolici di "piccola taglia", impianti che, per espresso richiamo contenuto nel precedente comma 1, sono esclusi dalla sospensione del procedimento autorizzatorio impugnato dal ricorrente.

3.- La questione relativa all'art. 1, comma 1, è fondata.

Non vi è dubbio che la legge regionale impugnata, come risulta dalla sua stessa rubrica, nel disciplinare le procedure autorizzative in materia di impianti di energia eolica, incide sulla materia «produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia» rientrante nella competenza legislativa concorrente delle regioni, ai sensi dell'art. 117, terzo comma, della Costituzione.

I principi fondamentali in materia si ricavano dalla legislazione statale e, attualmente, dal decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità).

L'art. 12, comma 3, prevede che «La costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla regione o altro soggetto istituzionale delegato dalla regione, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico».

Il successivo comma 4 prevede che «L'autorizzazione di cui al comma 3 è rilasciata a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità stabilite dalla legge 7 agosto 1990, n. 241, e successive modificazioni e integrazioni. [...] Il termine massimo per la conclusione del procedimento di cui al presente comma non può comunque essere superiore a centottanta giorni».

L'indicazione del termine, contenuto nell'art. 12, comma 4, deve qualificarsi quale principio fondamentale in materia di «produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia», in quanto tale disposizione risulta ispirata alle regole della semplificazione amministrativa e della celerità garantendo, in modo uniforme sull'intero territorio nazionale, la conclusione entro un termine definito del procedimento autorizzativo (cfr. sentenze n. 383 e n. 336 del 2005).

L'art. 1, comma 1, della legge regionale impugnata, nella parte in cui sospende, fino all'approvazione del piano energetico ambientale regionale e, comunque, fino al 30 giugno 2006, le procedure autorizzative presentate dopo il 31 maggio 2005 per la realizzazione degli impianti eolici, si pone in contrasto con il suddetto principio, in quanto, non essendo stato adottato il previsto piano, la sospensione in tal modo disposta è superiore al termine fissato dal legislatore statale.

Sul punto, nessun rilievo assume la circostanza dell'adozione, da parte della Regione Puglia, del regolamento 23 giugno 2006, n. 9 (Regolamento per la realizzazione di impianti eolici nella Regione Puglia), successivamente sostituito dal regolamento 4 ottobre 2006, n. 16, con il quale sono stati fissati i criteri per la valutazione ambientale nell'ambito della procedura per il rilascio delle autorizzazioni all'installazione di impianti eolici.

Restano assorbiti gli ulteriori profili di incostituzionalità dedotti dal ricorrente.

Per Questi Motivi

La Corte Costituzionale

dichiara l'illegittimità costituzionale dell'art. 1, comma 1, della legge della Regione Puglia 11 agosto 2005, n. 9 (Moratoria per le procedure di valutazione d'impatto ambientale e per le procedure autorizzative in materia di impianti di energia eolica);

dichiara inammissibile la questione di legittimità costituzionale dell'art. 1, comma 3, della legge della Regione Puglia n. 9 del 2005, sollevata dal Presidente del Consiglio dei ministri.

Così deciso in Roma, nella sede della Corte costituzionale, Palazzo della Consulta, il 25 ottobre 2006.

F.to: Franco BILE, Presidente Maria Rita SAULLE, Redattore Giuseppe DI PAOLA, Cancelliere

Depositata in Cancelleria il 9 novembre 2006. Il Direttore della Cancelleria F.to: DI PAOLA

Tribunal de Primeira Instância **T^{374/04}, 7 de Novembro de 2007**

ACÓRDÃO DO TRIBUNAL DE PRIMEIRA INSTÂNCIA (Terceira Secção alargada)
7 de Novembro de 2007 (*)

«Ambiente – Directiva 2003/87/CE – Regime de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa – Plano nacional de atribuição de licenças de emissão alemão – Medidas de ajustamento ex post do número de licenças atribuídas às instalações – Decisão de rejeição da Comissão – Igualdade de tratamento – Dever de fundamentação»

No processo T 374/04,

República Federal da Alemanha, representada inicialmente por C. D. Quassowski, A. Tiemann e C. Schulze Bahr, e em seguida por C. Schulze Bahr e M. Lumma, na qualidade de agentes, assistidos por D. Sellner e U. Karpenstein, advogados,
recorrente,

contra

Comissão das Comunidades Europeias, representada por U. Wölker, na qualidade de agente,
recorrida,

que tem por objecto um pedido de anulação parcial da Decisão C (2004) 2515/2 final da Comissão, de 7 de Julho de 2004, sobre o plano nacional de atribuição de licenças de emissão de gases com efeito de estufa notificado pela República Federal da Alemanha em conformidade com 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 e que altera a Directiva 96/61/CE do Conselho (JO L 275, p. 32), na medida em que, nessa decisão, a Comissão rejeita determinadas medidas de ajustamento ex post da atribuição de licenças pelo facto de as considerar incompatíveis com os critérios n.os 5 e 10 do anexo III da referida directiva,

O TRIBUNAL DE PRIMEIRA INSTÂNCIA DAS COMUNIDADES EUROPEIAS

(Terceira Secção alargada),

composto por: M. Jaeger, presidente, V. Tiili, J. Azizi, E. Cremona e O. Czúcz, juízes,

secretário: K. Andová, administradora,

vistos os autos e após a audiência de 21 de Junho de 2006,

profere o presente

Acórdão

Quadro jurídico

1. 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 e que altera a Directiva 96/61/CE do Conselho (JO L 275, p. 32), que entrou em vigor em 25 de Outubro de 2003, cria um regime de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa na Comunidade (a seguir «regime de comércio de licenças»), a fim de promover a redução das emissões de gases com efeito de estufa, em particular de dióxido de carbono (a seguir «CO₂»), em condições que ofereçam

uma boa relação custo eficácia e sejam economicamente eficientes (artigo 1.º da Directiva 2003/87). A directiva tem por base as obrigações que incumbem à Comunidade por força da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre as alterações climáticas e do Protocolo de Quioto. Este último foi aprovado pela Decisão 2002/358/CE do Conselho, de 25 de Abril de 2002, relativa à aprovação, em nome da Comunidade Europeia, do Protocolo de Quioto da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre as alterações climáticas e ao cumprimento conjunto dos respectivos compromissos (JO L 130, p. 1). Entrou em vigor em 16 de Fevereiro de 2005.

2. A Comunidade e os seus Estados Membros obrigaram-se a reduzir as suas emissões antropogénicas agregadas de gases com efeito de estufa enumeradas no anexo A do Protocolo de Quioto em 8%, em relação aos níveis de 1990, no período de 2008 a 2012 (quarto considerando da Directiva 2003/87).

3. Para esse efeito, a Directiva 2003/87 dispõe essencialmente que as emissões de gases com efeito de estufa pelas instalações enumeradas no seu anexo I devem ser objecto da aquisição prévia de um título de emissão e da atribuição de licenças em conformidade com os planos nacionais de atribuição de licenças de emissão (a seguir «PNA»). Quando um operador conseguir reduzir as suas emissões, pode vender as licenças de emissão excedentárias a outros operadores. Inversamente, o operador de uma instalação cujas emissões forem excessivas pode comprar as licenças necessárias a um operador que disponha de excedentes.

4. A Directiva 2003/87 prevê uma primeira fase, de 2005 a 2007 (a seguir «primeiro período de atribuição de licenças»), que precede o primeiro período de compromissos previsto no Protocolo de Quioto, e uma segunda fase, de 2008 a 2012 (a seguir «segundo período de atribuição de licenças»), correspondente ao referido primeiro período de compromissos (artigo 11.º da Directiva 2003/87).

5. Para efeitos do cumprimento dos compromissos assumidos nos termos da Decisão 2002/358 e do Protocolo de Quioto, o critério n.º 1 do anexo III da Directiva 2003/87 esclarece:

«A quantidade total de licenças de emissão a atribuir no período em causa deve ser compatível com a obrigação do Estado Membro de limitar as suas emissões em conformidade com a Decisão 2002/358 [...] e com o Protocolo de Quioto [...] A quantidade total de direitos de emissão a atribuir não deverá ser superior à quantidade que será provavelmente necessária para efeitos de aplicação estrita dos critérios enunciados no presente anexo. Até 2008, a quantidade deve ser consentânea com as orientações visando a consecução ou a superação do objectivo correspondente a cada Estado Membro, por força do disposto na Decisão 2002/358 [...] e no Protocolo de Quioto.»

6. exigência da obtenção prévia de um título de emissão de gases com efeito de estufa (artigos 4.º a 8.º da Directiva 2003/87) e, por outro, em licenças de emissão que autorizam o operador titular a emitir uma determinada quantidade desses gases, com a obrigação de devolver anualmente o número de licenças de emissão equivalente ao total das emissões provenientes da sua instalação (artigo 12.º, n.º 3, da Directiva 2003/87).

7. Os requisitos e os procedimentos mediante os quais as autoridades nacionais competentes atribuem, com base num PNA, licenças de emissão aos operadores de instalações encontram-se previstos nos artigos 9.º a 11.º da Directiva 2003/87.

8. Assim, o artigo 9.º, n.º 1, da Directiva 2003/87 esclarece:

«Para cada período referido nos n.os 1 e 2 do artigo 11.º, cada Estado Membro deve elaborar um [PNA] estabelecendo a quantidade total de licenças de emissão que tenciona atribuir nesse período e de que modo tenciona atribuí-la. O [PNA] deve basear-se em critérios objectivos e transparentes, incluindo os enumerados no anexo III, e ter em devida

conta as observações do público. Sem prejuízo do disposto no Tratado, a Comissão deve desenvolver, até 31 de Dezembro de 2003, orientações sobre a execução dos critérios enumerados no anexo III.

Para o período referido no n.º 1 do artigo 11.º, o [PNA] deve ser publicado e notificado à Comissão e aos outros Estados Membros até 31 de Março de 2004 [...]

9. A Comissão decretou as orientações acima referidas na sua Comunicação COM (2003) 830 final, de 7 de Janeiro de 2004, que estabelece orientações destinadas aos Estados Membros com vista à aplicação dos critérios enumerados no anexo III da Directiva 2003/87 e descreve as circunstâncias em que se considera provada a existência de um caso de força maior (a seguir «orientações da Comissão»).

10. O artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87 dispõe:

«No prazo de três meses a contar da data de notificação de um [PNA] por um Estado Membro nos termos do n.º 1, a Comissão pode rejeitar esse [PNA] ou qualquer dos seus elementos, com base na sua incompatibilidade com os critérios enumerados no anexo III ou no artigo 10.º O Estado Membro só pode tomar uma decisão, nos termos dos n.os 1 ou 2 do artigo 11.º, se as alterações propostas tiverem sido aceites pela Comissão. As decisões de rejeição da Comissão devem ser justificadas.»

11. Nos termos do artigo 10.º da Directiva 2003/87, os Estados Membros devem atribuir gratuitamente pelo menos 95% das licenças de emissão para o primeiro período de atribuição de licenças e pelo menos 90% das licenças de emissão para o segundo período de atribuição de licenças.

12. O artigo 11.º da Directiva 2003/87, relativo à atribuição e concessão de licenças de emissão, prevê:

«1. Para o período de três anos com início em 1 de Janeiro de 2005, cada Estado Membro deve determinar a quantidade total de licenças de emissão que atribuirá nesse período, bem como a sua atribuição aos operadores das instalações. Essa decisão deve ser tomada pelo menos três meses antes do início do período, devendo basear-se no respectivo [PNA] elaborado nos termos do artigo 9.º e em conformidade com o artigo 10.º, tendo em devida conta as observações do público.

[...]

3. As decisões tomadas por força dos n.os 1 e 2 devem observar as disposições do Tratado, nomeadamente os artigos 87.º e 88.º Ao decidirem sobre a atribuição de licenças de emissão, os Estados Membros devem ter em conta a necessidade de permitir o acesso de novos operadores a essas licenças.

4. A autoridade competente deve conceder uma parte da quantidade total de licenças de emissão para cada ano [do período referido no n.º 1] até 28 de Fevereiro do ano em questão.»

13. O anexo III da Directiva 2003/87 enumera onze critérios aplicáveis aos PNA.

14. Segundo o critério n.º 1 do anexo III:

«A quantidade total de licenças de emissão a atribuir no período em causa deve ser compatível com a obrigação do Estado Membro de limitar as suas emissões em conformidade com a Decisão 2002/358 [...] e com o Protocolo de Quioto, tendo em conta, por um lado, a proporção das emissões globais que estas licenças de emissão representam em comparação com as emissões de fontes não abrangidas pela presente directiva e, por outro, as políticas energéticas nacionais, e compatível com o programa nacional para as alterações climáticas. A quantidade total de direitos de emissão a atribuir não deverá ser superior à quantidade que será provavelmente necessária para efeitos de aplicação estrita dos critérios enunciados no presente anexo. Até 2008, a quantidade deve ser consentânea com as orientações visando a consecução ou a superação do objectivo cor-

respondente a cada Estado Membro, por força do disposto na Decisão 2002/358 [...] e no Protocolo de Quioto.»

15. Nos termos do critério n.º 5 do anexo III:

«Em conformidade com os requisitos do Tratado, em especial com os artigos 87.º e 88.º, o [PNA] não deve estabelecer discriminações entre empresas ou sectores que sejam susceptíveis de favorecer indevidamente determinadas empresas ou actividades.»

16. Segundo o critério n.º 9 do anexo III:

«O [PNA] deve incluir disposições para que o público possa exprimir as suas observações e conter informações sobre os meios que irão permitir que essas observações sejam tidas em conta antes da tomada de uma decisão sobre a atribuição das licenças de emissão.»

17. A este respeito, os n.os 93 a 96 das orientações da Comissão esclarecem, nomeadamente:

«93. Este critério é obrigatório.

94. [...] O [PNA] deve ser disponibilizado de maneira a que o público possa realmente fazer as suas observações numa fase inicial [...]

95. Os Estados Membros devem prever um prazo razoável para a apresentação de observações e alinhar a sua data limite pelo procedimento de tomada de decisões ao nível nacional, por forma a que as observações possam ser tidas em devida conta antes da decisão relativa ao [PNA]. Por 'devida conta' entende-se que as observações devem ser tidas em conta se forem adequadas em relação aos critérios do anexo III ou a qualquer outro critério objectivo e transparente aplicado pelo Estado Membro no [PNA]. Os Estados Membros devem informar a Comissão de quaisquer eventuais alterações decorrentes da participação do público na sequência da publicação e notificação do [PNA], antes de tomarem a decisão final sobre o mesmo em aplicação do artigo 11.º [da Directiva 2003/87]. Por sua vez, o público deverá ser informado, de forma geral, sobre a decisão tomada e os principais elementos que a fundamentaram.

96. Convém notar que a possibilidade do público comentar os [PNA] prevista por este critério constitui uma segunda série de consultas públicas. Em conformidade com o n.º 1 do artigo 9.º da [Directiva 2003/87], as observações resultantes de uma primeira série de consultas do público com base no projecto de [PNA] devem, se pertinentes, ser integradas no [PNA] antes da notificação do mesmo à Comissão e aos outros Estados Membros. A primeira série de consultas públicas é particularmente importante para garantir que a participação do público em geral (processo de consulta e tomada em consideração das observações) é efectiva. As regras descritas neste critério também devem ser aplicadas à primeira série de consultas.

Os Estados Membros devem informar a Comissão de quaisquer alterações previstas posteriores à publicação e notificação do [PNA] antes de tomarem a sua decisão final em conformidade com o artigo 11.º [da Directiva 2003/87].»

18. O critério do n.º 10 do anexo III esclarece que «[o PNA] deve conter a lista das instalações abrangidas pela presente directiva com indicação das quantidades de licenças de emissão que se pretende atribuir a cada uma delas».

19. No que diz respeito ao critério n.º 10, os n.os 97 a 100 das orientações da Comissão enunciam o seguinte:

«97. Este critério garante a transparência dos [PNA] pois implica a indicação das quantidades de licenças atribuídas por instalação, que, desta forma, é visível para o público em geral, quando da apresentação dos planos à Comissão e aos outros Estados Membros.

[...]

98. Este critério será considerado preenchido se os Estados Membros respeitarem a sua obrigação de enumerar todas as instalações abrangidas pela [Directiva 2003/87] [...]

[...]

100. Os Estados Membros têm de indicar a quantidade total de licenças que tencionam atribuir a cada instalação e a quantidade de licenças emitida anualmente para cada instalação em conformidade com o n.º 4 do artigo 11.º [da Directiva 2003/87].»

20. Nos termos dos n.os 60 a 74 das orientações da Comissão, os Estados Membros podem constituir uma reserva de licenças (a seguir «reserva») a que podem dar acesso gratuitamente, nomeadamente aos novos operadores, de acordo com regras e procedimentos objectivos e transparentes. No PNA, a importância dessa reserva em relação à quantidade total de licenças prevista deve ser indicada.

21. O artigo 12.º, n.º 1, da Directiva 2003/87 dispõe que as licenças podem ser transferidas entre pessoas singulares ou colectivas no interior da Comunidade ou a pessoas singulares ou colectivas de países terceiros. Por força do disposto no artigo 12.º, n.º 3, da Directiva 2003/87, antes de 1 de Maio de cada ano, o operador de cada instalação deve devolver à autoridade competente um número de licenças de emissão equivalente ao total das emissões provenientes dessa instalação durante o ano civil anterior, para que essas licenças sejam, em seguida, anuladas.

22. Nos termos do artigo 29.º, n.º 1, da Directiva 2003/87:

«[...] os Estados Membros podem solicitar à Comissão que sejam emitidas licenças de emissão adicionais para certas instalações por razões de força maior. A Comissão deve determinar se foi provada a existência de um caso de força maior e, em caso afirmativo, autorizar o Estado Membro a emitir licenças adicionais e não transferíveis a favor dos operadores dessas instalações.»

23. O artigo 38.º, n.º 2, do Regulamento (CE) n.º 2216/2004 da Comissão, de 21 de Dezembro de 2004, relativo a um sistema de registos normalizado e protegido, em conformidade com a Directiva 2003/87 [...] e a Decisão n.º 280/2004/CE do Parlamento Europeu e do Conselho (JO L 386, p. 1), dispõe, sob a epígrafe «Tabela relativa ao [PNA] para o [primeiro] período [de atribuição de licenças]»:

«Os Estados Membros comunicarão à Comissão cada correcção introduzida nos seus [PNA] em conjunto com a correcção correspondente nas suas tabelas '[PNA]' Se a correcção introduzida na tabela '[PNA]' tiver por base o [PNA] notificado à Comissão e este não tiver sido rejeitado ao abrigo do n.º 3 do artigo 9.º da Directiva 2003/87 [...] ou a Comissão tiver aceite alterações ao mesmo e a correcção em causa estiver em conformidade com metodologias estabelecidas no dito [PNA] ou resultar de melhoramentos nos dados, a Comissão dará instruções ao administrador central para inserir a correcção correspondente na tabela '[PNA]' [...]. Em todos os outros casos, o Estado Membro notificará a correcção introduzida no seu [PNA] à Comissão e se a Comissão não rejeitar essa correcção, ao abrigo do procedimento previsto no n.º 3 do artigo 9.º da Directiva 2003/87 [...], dará instruções ao administrador central para inserir a correcção correspondente na tabela '[PNA]' [...]»

Factos, tramitação do processo e pedidos das partes

24. Em 31 de Março de 2004, a República Federal da Alemanha notificou à Comissão o seu PNA para o primeiro período de atribuição de licenças (a seguir «PNA alemão»), em conformidade com o artigo 9.º, n.º 1, da Directiva 2003/87.

25. O PNA alemão é constituído por um «plano macro» e um «plano micro». O plano macro contém a repartição do orçamento nacional de emissão e fixa a quantidade total de licenças de emissão a atribuir em conformidade com os compromissos de redução das emissões assumidos pela República Federal da Alemanha. O plano micro regula a atribuição de licenças aos operadores das diversas instalações e prevê a constituição de uma reserva de licenças destinadas aos novos operadores.

26. Para fixar o número de licenças a atribuir às diversas instalações, o PNA prevê, na parte correspondente ao plano micro, três períodos, ou seja, três métodos distintos consoante a data de início de exploração da instalação.



27. Para as instalações cuja exploração se iniciou antes de 31 de Dezembro de 2002, o número de licenças de emissão a atribuir gratuitamente é calculado com base na média anual das suas emissões de CO₂ no passado, segundo o método de cálculo designado «grandfathering». O número de licenças a atribuir é determinado através da multiplicação dos dados de emissão históricos por um «factor de execução» (Erfüllungsfaktor) determinado em função do objectivo de redução das emissões a atingir. Este factor de execução é, assim, em regra, inferior a 1, de modo a permitir uma redução em relação ao nível de emissão precedente e, em última instância, limitar o número total das licenças a atribuir.

28. Para as instalações cuja exploração teve início entre 1 de Janeiro de 2003 e 31 de Dezembro de 2004, o número de licenças a atribuir gratuitamente é calculado com base nos dados relativos às emissões médias anuais de CO₂ notificadas pelos operadores. O operador deve juntar ao seu pedido de atribuição de licenças de emissão uma perícia sobre as propriedades determinantes da instalação. Tanto o pedido como a perícia devem conter dados relativos à capacidade da instalação, à utilização prevista de matérias primas e à taxa de utilização da capacidade da instalação. O factor de execução aplicado a essas instalações pelo período de doze anos é 1.

29. Para as instalações cuja exploração teve início depois de 1 de Janeiro de 2005, ou seja, para os «novos operadores», o número de licenças a atribuir gratuitamente é determinado, na falta de dados históricos disponíveis, segundo o método de cálculo designado «benchmarking», ou seja, através do produto matemático do volume de produção anual médio previsível para os anos de 2005 a 2007, das previsões de emissões da instalação por unidade de produção e do número de anos civis durante os quais a instalação deverá ser explorada ao longo do período em que lhe é atribuída uma licença. As previsões de emissões por unidade de produção são avaliadas levando em conta o critério (benchmark) do estado da «melhor técnica disponível». Para essas novas instalações, o factor de execução mantém-se inalterado e permanece fixado em 1 durante os primeiros catorze anos de exploração.

30. Por aplicação do artigo 11.º, n.º 4, da Directiva 2003/87, o PNA alemão prevê que as licenças concedidas para o primeiro período de atribuição de licenças serão emitidas em blocos anuais e iguais até 28 de Fevereiro de cada ano.

31. O PNA alemão, tal como foi notificado à Comissão, prevê ajustamentos ex post do número de licenças atribuídas nos seguintes casos:

– Redução substancial da utilização da capacidade de produção da instalação e encerramento da instalação (regra designada de «encerramento de facto»): se cessar a exploração de uma instalação, o operador deve devolver as licenças que lhe foram atribuídas na medida em que se tenham tornado excedentárias. Considera-se que cessa a exploração de uma instalação quando as suas emissões durante o ano em causa forem inferiores a 10% da média anual das emissões registadas durante o período de referência. Se essas emissões forem inferiores a 60% da média anual das emissões registadas durante o período de referência, é feito um ajustamento ex post e proporcional à diminuição da utilização da capacidade de produção, concretamente do nível de actividade, das licenças emitidas para o ano em causa. Para os anos seguintes, as licenças concedidas corresponderão à decisão inicial de atribuição, sob reserva de uma nova aplicação posterior da regra do ajustamento ex post;

– Transferência de licenças no caso de encerramento e de substituição da instalação (regra designada de «transferência»): mediante requerimento, as licenças atribuídas a uma instalação encerrada não são retiradas se o operador iniciar a exploração de uma nova instalação no prazo de três meses a contar do encerramento da antiga instalação. Nesse caso, a atribuição das licenças será efectuada, primeiro, durante quatro anos, com base

nas emissões históricas da instalação encerrada, para, em seguida, ser calculada, durante um período de catorze anos, com base no factor de execução 1, tendo esta regra por objectivo incitar o operador a encerrar as suas instalações vetustas e ineficientes. Se, porém, a capacidade de produção da nova instalação for menor do que a da instalação encerrada, considerava-se que essa diferença de capacidade corresponde ao encerramento da instalação e a parte das licenças correspondente a essa diferença já não será concedida na atribuição seguinte de licenças. Ao invés, no caso de aumento da capacidade de produção da nova instalação, é aplicável a regra que beneficia os novos operadores e são atribuídas licenças adicionais para cobrir o excesso de capacidade (v. quarto travessão, *infra*);

– Instalações existentes cuja exploração teve início em 2003 ou em 2004: o número de licenças de emissão atribuídas a essas instalações será ajustado, durante a exploração da instalação em causa, consoante o volume de produção efectivo seja inferior ou superior aos volumes de produção declarados para efeitos do cálculo do número de licenças inicialmente atribuídas. Consoante o caso, aquando da emissão do bloco de licenças para o ano seguinte, o número de licenças será proporcionalmente reduzido ou aumentado. Em caso de aumento do volume de produção, as licenças adicionais serão retiradas da reserva;

– Novos operadores cuja exploração tenha início depois de 1 de Janeiro de 2005 ou aumento da capacidade de produção de instalações existentes: o número de licenças de emissão atribuídas a essas instalações será ajustado, durante a exploração da instalação em causa, consoante o nível de actividade efectivo seja inferior ou superior ao nível de actividade declarado para efeitos do cálculo do número de licenças inicialmente atribuído. Consoante o caso, aquando da emissão do bloco de licenças para o ano seguinte, o número de licenças será proporcionalmente reduzido ou aumentado;

– Instalações de cogeração com produção simultânea de electricidade e de calor (Kraft Wärme Kopplung): são atribuídas licenças de emissão especiais a essas instalações (Sonderzuteilung), durante o primeiro ano de atribuição da licença, consoante o volume efectivo de produção de electricidade. O respectivo número é, porém, susceptível de correcção posterior em função do volume de produção de electricidade estabelecido no ano seguinte.

32. O PNA alemão prevê ainda que as licenças de emissão não emitidas ou retiradas sejam transferidas para a reserva. Por último, as licenças da reserva estão disponíveis para os novos operadores. Na audiência, a recorrente esclareceu que a reserva estava apenas acessível aos operadores de instalações implantadas no território alemão (acta da audiência, p. 2).

33. Por ofício de 8 de Junho de 2004, as autoridades alemãs competentes responderam a determinadas questões colocadas pela Comissão.

34. Em resposta a essas questões, as autoridades alemãs esclareceram, nomeadamente, que, como está previsto na Zuteilungsgesetz 2007 (Lei alemã, de 26 de Agosto de 2004, relativa a atribuição das licenças de emissão durante o primeiro período de atribuição de licenças, BGBl. 2004 I, p. 2211, a seguir «lei da atribuição de licenças»), e ao contrário das indicações contidas no PNA alemão tal como foi notificado à Comissão, os ajustamentos *ex post* em caso algum podem conduzir a um aumento do contingente de licenças atribuídas às instalações em causa. As autoridades alemãs observaram, além disso, que, relativamente às instalações de cogeração, a possibilidade de um ajustamento *ex post* em baixa permitia evitar a criação de um «incentivo contraproducente» – ou seja, ecologicamente não desejável – entre os operadores de instalações desse tipo, que seriam, de outro modo, encorajados a baixar o seu nível de produção de electricidade; por conseguinte, essa possibilidade servia para manter a justificação da atribuição especial de licenças de emissão (Sonderzuteilung). Com efeito, se essa baixa de produção originasse uma redução

de emissões e uma diminuição dos pedidos de licenças de emissão no âmbito do regime de comércio de licenças, isso levaria, de um modo geral, a um excedente de emissões à margem do referido regime.

35. De acordo com as explicações dadas pelas autoridades alemãs (v. n.º 34, supra), a lei da atribuição de licenças só prevê ajustamentos ex post em baixa. Estes são regulados pelas disposições da lei da atribuição de licenças, concretamente o § 7, n.º 9 (atribuição de licenças às instalações existentes com base em dados históricos), o § 8, n.º 4 (atribuição de licenças às instalações existentes com base em emissões notificadas), o § 9, n.os 1 e 4 (encerramento de instalações), o § 10, n.os 2 e 4 (atribuição de licenças às instalações novas enquanto instalações de substituição), o § 11, n.º 5, conjugado com o § 8, n.º 4 (atribuição de licenças a novos operadores), e o § 14, n.º 5 (atribuição de licenças especiais às instalações de cogeração). Por último, o § 6, n.º 2, da lei da atribuição de licenças dispõe que as licenças retiradas por força das disposições acima referidas são transferidas para a reserva.

36. Através da Decisão C (2004) 2515/2 final da Comissão, de 7 de Julho de 2004, relativa ao PNA alemão tal como foi notificado pela recorrente (a seguir «decisão impugnada»), adoptada com base no artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87, a Comissão rejeitou o PNA alemão na medida em que este previa certas medidas de ajustamento ex post da atribuição de licenças de emissão, declarando as incompatíveis com os critérios n.os 5 e 10 do anexo III da Directiva 2003/87 (artigo 1.º da decisão impugnada) e solicitando à recorrente que as suprimisse (artigo 2.º da decisão impugnada). A Comissão deu à recorrente, todavia, a possibilidade de atribuir licenças antes de serem executadas as alterações solicitadas no artigo 2.º da mesma decisão (artigo 3.º, quarto parágrafo, da decisão impugnada). Os ajustamentos ex post em causa eram os previstos para:

- os novos operadores [artigo 1.º, alínea a), da decisão impugnada];
- as novas instalações exploradas na sequência de uma transferência de licenças inicialmente atribuídas a uma instalação encerrada [artigo 1.º, alínea b), da decisão impugnada];
- as instalações cuja utilização da capacidade de produção fosse inferior à inicialmente esperada [artigo 1.º, alínea c), primeira hipótese, da decisão impugnada];
- as instalações cujas emissões anuais representassem menos de 40% das emissões durante o período de referência [artigo 1.º, alínea c), segunda hipótese, da decisão impugnada];
- as instalações de cogeração que produzissem uma quantidade de energia menor do que a registada durante o período de referência [artigo 1.º, alínea c), terceira hipótese, da decisão impugnada].

37. No quarto considerando da decisão impugnada, a Comissão refere que os ajustamentos ex post aplicáveis aos novos operadores são contrários ao critério n.º 5 do anexo III da Directiva 2003/87, dado que lhes é concedida uma vantagem injustificada em relação aos operadores de instalações já abrangidos pelo PNA alemão e para quem esses ajustamentos não são permitidos durante o primeiro período de atribuição de licenças.

38. No quinto considerando da decisão impugnada, a Comissão afirma que os ajustamentos do número de licenças atribuídas a uma nova instalação explorada na sequência do encerramento de uma antiga instalação são incompatíveis com o critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87, segundo o qual o número de licenças a atribuir no período previsto no artigo 11.º, n.º 1, da Directiva 2003/87 às diversas instalações enumeradas no PNA deve ser previamente determinado.

39. No sexto considerando da decisão impugnada, a Comissão afirma que são igualmente contrários ao critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87 os ajustamentos previstos: a)

para as instalações cuja utilização da capacidade de produção seja inferior à inicialmente esperada; b) para aquelas cujas emissões anuais representem menos de 40% das emissões durante o período de referência; e c) para as instalações de cogeração que produzam uma quantidade de energia menor do que a registada durante o período de referência.

40. Na audiência, a Comissão esclareceu que o artigo 1.º, alínea c), segunda hipótese, bem como o sexto considerando [v. n.º 39, alínea b), supra] da decisão impugnada, tinham por objecto, na realidade, as instalações cujas emissões anuais representassem menos de 60% das emissões registadas durante o período de referência, e que a menção a 40% na referida decisão se devia a um erro (acta da audiência, p. 2).

41. Na sua Comunicação COM (2004) 500 final ao Conselho e ao Parlamento Europeu sobre as decisões da Comissão, de 7 de Julho de 2004, relativas aos [PNA] apresentados pela [República da] Áustria, [Reino da] Dinamarca, [República Federal da] Alemanha, Irlanda, [Reino dos] Países Baixos, [República da] Eslovénia, [Reino da] Suécia e Reino Unido [da Grã Bretanha e da Irlanda do Norte] em conformidade com a Directiva 2003/87, de 7 de Julho de 2004 (a seguir «Comunicação da Comissão de 7 de Julho de 2004»), a Comissão pronunciou se, no ponto 3.2, a respeito dos ajustamentos ex post da seguinte forma:

«No critério [n.º] 10 do anexo III e no artigo 11.º, a [Directiva 2003/87] prevê que o Estado Membro decida antecipadamente (antes do início do período de comercialização) a quantidade absoluta de licenças de emissão atribuída no total e aos operadores das instalações. Essa decisão não pode ser revista e não poderão ser reatribuídas licenças de emissão, com aumento ou diminuição da quantidade definida para cada operador, por decisão governamental ou aplicação de uma regra pré estabelecida. A [Directiva 2003/87] permite expressamente ajustamentos ulteriores em casos de força maior, nos termos do artigo 29.º Além disso:

– as decisões objecto da presente comunicação permitem a correcção das atribuições previstas, por razões ligadas à qualidade dos dados, antes da decisão de atribuição nos termos do n.º 1 do artigo 11.º;

– a [Directiva 2003/87] não exclui que, se uma instalação for fechada durante o período em causa, o Estado Membro considere já não existir o operador ao qual as licenças de emissão seriam atribuídas; e

– se a atribuição de licenças de emissão disser respeito a novos operadores e recorrer a uma reserva, a atribuição exacta a cada novo operador será decidida depois da decisão de atribuição nos termos do n.º 1 do artigo 11.º

O critério [n.º] 10 exige que a quantidade de licenças de emissão a atribuir às instalações existentes seja indicada no [PNA] antes do início do período de [atribuição]. A Comissão avaliou a admissibilidade dos ajustamentos ulteriores independentemente do facto de o ajustamento pretendido, ou o volume do mesmo, poder estar ou não relacionado com o comportamento do operador cuja atribuição de licenças de emissão no período em causa venha a ser proposto alterar.

Com base no critério [n.º] 5 do anexo III, aplica se princípio idêntico aos novos operadores. A partir do momento em que um Estado Membro decidir, durante o período de comercialização, o número absoluto de licenças de emissão a atribuir a um novo operador, provenientes de uma reserva para novos operadores, já não lhe será possível rever essa decisão. Caso contrário, algumas empresas poderiam ser indevidamente favorecidas ou discriminadas pela aplicação de um princípio excluído no caso das instalações existentes.

Os ajustamentos ulteriores seriam uma fonte de incerteza para os operadores e prejudicariam as decisões de investimento e o funcionamento do mercado da comercialização de licenças de emissão. Os ajustamentos ulteriores traduzem se na substituição do recurso a soluções mais eficientes existentes no mercado por processos administrativos complexos.

Mesmo as revisões ulteriores em baixa, que poderiam considerar se benéficas em termos ambientais, viriam comprometer as certezas de que as empresas necessitam para efectuar investimentos com vista à redução das emissões.

A Comissão considera que os ajustamentos ulteriores previstos nos [PNA alemão e austríaco] são contrários aos critérios [n.º] 5 e/ou [n.º] 10.

A Comissão considera que o [PNA] alemão é contrário ao critério [n.º] 10 porque a [República Federal da] Alemanha pretende ajustar, ou eventualmente ajustar, a quantidade atribuída a cada instalação para o [primeiro] período [de atribuição de licenças] nos seguintes casos: i) instalações existentes que tenham entrado em serviço a partir de 1 de Janeiro de 2003 e cuja taxa de utilização seja inferior à sua capacidade; ii) instalações existentes cujas emissões anuais sejam inferiores a 40% das emissões no período de referência; iii) instalações existentes que recebam licenças adicionais devido à transferência de licenças previstas para uma instalação entretanto encerrada; iv) instalações existentes ou novos operadores que beneficiem do prémio à produção combinada de calor e electricidade e cuja produção combinada de calor e electricidade se verifique ser inferior à do período de referência. A intenção da [República Federal da] Alemanha de eventualmente ajustar as licenças atribuídas aos novos operadores é contrária ao critério [n.º] 5, que exige uma prática não discriminatória conforme ao Tratado, dado que esses ajustamentos ulteriores constituiriam uma discriminação dos novos operadores em relação aos operadores das outras instalações, cujas atribuições não podem, nos termos da [Directiva 2003/87], ser objecto de qualquer ajustamento ulterior.

[...]»

42. Por petição apresentada na Secretaria do Tribunal de Primeira Instância em 20 de Setembro de 2004, a recorrente interpôs o presente recurso.

43. Nos termos do artigo 14.º do Regulamento de Processo do Tribunal de Primeira Instância e sob proposta da terceira secção, o Tribunal decidiu, ouvidas as partes nos termos do artigo 51.º do referido regulamento, remeter o processo para uma formação de julgamento alargada.

44. Com base no relatório do juiz relator, o Tribunal de Primeira Instância (Terceira Secção alargada) decidiu dar início à fase oral e, no âmbito das medidas de organização do processo previstas no artigo 64.º do Regulamento de Processo, convidou as partes a responder a perguntas escritas e a Comissão a apresentar um documento antes da audiência. As partes responderam a essas perguntas e a Comissão apresentou esse documento nos prazos fixados.

45. Foram ouvidas as alegações das partes e as suas respostas às perguntas orais colocadas pelo Tribunal na audiência de 21 de Junho de 2006.

46. A recorrente conclui pedindo que o Tribunal se digne:

- anular o artigo 1.º da decisão impugnada;
- anular o artigo 2.º, alíneas a) a c), da referida decisão, na medida em que ordena à recorrente que proceda a determinadas alterações do PNA alemão e que as comunique;
- condenar a Comissão nas despesas.

47. A Comissão conclui pedindo que o Tribunal se digne:

- negar provimento ao recurso;
- condenar a recorrente nas despesas.

Questão de direito

I – Observação preliminar

48. A recorrente invoca três fundamentos de recurso, concretamente, em primeiro lugar, a violação do artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87, em conjugação com o anexo III da mesma directiva; em segundo lugar, a violação do artigo 176.º CE; e, em terceiro lugar, a

violação do dever de fundamentação, previsto no artigo 253.º CE, no que diz respeito ao artigo 1.º, alínea a), e ao artigo 2.º, alínea a), da decisão impugnada.

II – Quanto ao primeiro fundamento, relativo à violação do artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87, em conjugação com o anexo III da mesma directiva

A – Argumentos das partes

1. Argumentos da recorrente

a) Observação preliminar

49. Através do primeiro fundamento, a recorrente contesta as conclusões a que a Comissão chegou na decisão impugnada, segundo as quais os ajustamentos ex post, tais como são previstos no PNA alemão, são incompatíveis com os critérios n.os 5 e 10 do anexo III da Directiva 2003/87. Essas conclusões são contrárias ao artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87, em conjugação com o anexo III da mesma directiva, as quais não proíbem os Estados Membros de proceder a ajustamentos ex post. A recorrente considera que a posição da Comissão impede a aplicação efectiva pelos Estados Membros da Directiva 2003/87, nomeadamente dos critérios enumerados no seu anexo III.

b) Quanto à observância do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87

50. A recorrente sustenta que a decisão impugnada é incompatível com o critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87, na medida em que não cumpre a sua letra nem o seu contexto regulamentar. Em particular, não se pode deduzir do referido critério que o número de licenças de emissão a atribuir, durante o período previsto no artigo 11.º, n.º 1, da Directiva 2003/87, às diversas instalações enumeradas no PNA, deve ser previamente fixado (quinto considerando da decisão impugnada).

51. Segundo a recorrente, a letra do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87 não impede que se proceda a ajustamentos ex post quando se verificar que determinadas atribuições de licenças se baseiam em avaliações erradas do operador. A este respeito, recorda que, de acordo com este critério, o PNA deve conter a lista das instalações abrangidas pela Directiva 2003/87 com indicação das quantidades de licenças de emissão «que se pretende atribuir a cada uma delas». Por conseguinte, a quantidade de atribuições de licenças que consta dessa lista apenas reflecte a quantidade que o Estado Membro «pretende» atribuir, na acepção do artigo 9.º, n.º 1, da Directiva 2003/87. Na opinião da recorrente, não resulta da versão alemã nem das outras versões linguísticas da Directiva 2003/87 que as instalações mencionadas no PNA tenham o direito de obter o número exacto de licenças tal como foi comunicado à Comissão.

52. Segundo a recorrente, quanto ao contexto regulamentar do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87, o artigo 9.º, n.º 1, da referida directiva dispõe que o PNA apenas deve dar a conhecer «a quantidade total de licenças de emissão que [o Estado Membro] tenciona atribuir nesse período e de que modo tenciona atribuí-la». De igual modo, resulta do artigo 11.º, n.º 1, da referida directiva que a atribuição individual das licenças só tem lugar depois da participação do público e na sequência da comunicação do PNA à Comissão e aos outros Estados Membros. Por conseguinte, sob pena de essa comunicação e de essa participação deixarem de ter sentido, tem necessariamente que poder existir uma diferença entre, por um lado, o número de licenças que o Estado Membro «pretende atribuir», na acepção do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87, e, por outro, a quantidade efectivamente atribuída nos termos do artigo 11.º, n.º 1, da referida directiva, com base no PNA. Assim sendo, o argumento da Comissão segundo o qual o critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87 proíbe qualquer ajustamento ex post pelo Estado Membro das atribuições de licenças que constam do PNA é errado. A recorrente acrescenta que o ponto de vista da Comissão também é incompatível com o artigo 38.º, n.º 2, do Regulamento n.º 2216/2004, que permite, sem impor qualquer controlo especial, ajustamentos ex post em

baixa das decisões de atribuição, desde que esses ajustamentos assentem em dados mais precisos ou estejam em conformidade com os procedimentos previstos pelo PNA.

53. Quanto à interpretação teleológica do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87, a recorrente considera que, como a própria Comissão expôs nas suas orientações, o objectivo desse critério é o de garantir a transparência do PNA para que as empresas, o público, a Comissão e os outros Estados Membros possam reagir em função das quantidades e licenças que o Estado Membro planeia atribuir (orientações da Comissão, p. 23). Esta interpretação é confirmada pela justificação dada para a introdução do referido critério aquando do processo de elaboração da Directiva 2003/87, segundo a qual é importante «poder dispor de dados que reflectam e quantifiquem a situação do comércio de direitos de emissão» (Comissão do Meio Ambiente, da Saúde Pública e da Política do Consumidor do Parlamento Europeu, acta da sessão A5 0303/2002, I, p. 48, alteração n.º 73). A recorrente deduz daí que o critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87 apenas contém uma exigência formal segundo a qual o Estado Membro deve notificar à Comissão um PNA que inclua uma lista das instalações abrangidas pela referida directiva e as quantidades individuais previsíveis de licenças que pretende atribuir lhes. Por último, alega que a própria Comissão renunciou a fazer exigências acrescidas nesta matéria nas suas próprias orientações (orientações da Comissão, pp. 23 e 24).

c) Quanto à observância do critério n.º 5 do anexo III da Directiva 2003/87

54. A recorrente refere que, contrariamente à opinião da Comissão, os ajustamentos ex post previstos no PNA alemão também são compatíveis com o critério n.º 5 do anexo III da Directiva 2003/87, segundo o qual, em conformidade com as exigências do Tratado, o PNA não deve beneficiar indevidamente determinadas empresas ou actividades. A este respeito, a recorrente afirma que, pelo contrário, se os Estados Membros não pudessem retirar licenças, mesmo que estas assentassem em previsões de produção erradas ou exageradas, por exemplo no caso de novos operadores, é que se criaria uma vantagem concorrencial indevida para o operador em causa devido à possibilidade de vender, com lucro, as licenças excedentárias no mercado, e que, inversamente, daí resultariam desvantagens concorrenciais indevidas para os outros operadores. Neste caso, os ajustamentos ex post em baixa são um meio adequado e necessário para impedir essas distorções da concorrência contrárias ao critério n.º 5, ao mesmo tempo que compensam a vantagem que os novos operadores obteriam pelo facto de a atribuição de licenças em seu proveito se basear numa taxa de utilização da capacidade de produção resultante dos seus próprios cálculos.

55. A recorrente acrescenta que, impossibilitada de fazer esses ajustamentos ex post para evitar «uma sobreatribuição de licenças», não pode dar cumprimento à obrigação que lhe incumbe por força do critério n.º 1 do anexo III da Directiva 2003/87, segundo o qual deve impedir que a quantidade total de direitos de emissão a atribuir seja superior à quantidade que será provavelmente necessária para efeitos de aplicação estrita dos critérios enunciados no referido anexo. Considera que, a este respeito, a Comissão ignorou a fundamental diferença entre os ajustamentos ex post em baixa e os ajustamentos ex post em alta. Enquanto estes últimos são incompatíveis com o anexo III da Directiva 2003/87, na medida em que levam a que a quantidade total a atribuir seja ultrapassada (critério n.º 1), os ajustamentos ex post em baixa não violam nenhum dos critérios pertinentes. Pelo contrário, os critérios n.os 1 e 5 do anexo III da Directiva 2003/87 exigem que as atribuições de licenças excedentárias sejam revogadas em casos específicos em que isso se justifique.

56. Por último, a recorrente não concorda com o argumento da Comissão segundo o qual a possibilidade de fazer ajustamentos ex post pode enfraquecer a precisão e a

diligência nos controlos preventivos a efectuar relativos aos cálculos e às previsões apresentadas pelos operadores para efeitos da atribuição inicial das licenças. Segundo a recorrente, mesmo admitindo que as previsões se baseiem na estimativa mais fiável possível da utilização futura da capacidade de produção, a verdade é que não pode haver uma certeza absoluta quanto a essas previsões. O risco da atribuição excedentária de licenças, ou seja, que ultrapassem as necessidades reais do operador em causa, impõe, assim, que se possam fazer ajustamentos ex post. Acresce que as previsões iniciais devem ser objecto de uma verificação tão cuidada e completa quanto possível, dado que uma «sobreatribuição de licenças» inicial pode levar a uma atribuição insuficiente em detrimento de outros operadores.

d) Quanto ao alcance do poder de controlo da Comissão nos termos do artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87, em conjugação com o seu anexo III, e à margem de manobra deixada aos Estados Membros pela referida directiva

57. De um modo geral, a recorrente põe em causa o alcance do poder de controlo da Comissão relativamente ao PNA. A recorrente afirma que o artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87 limita o poder de controlo da Comissão a uma análise do PNA apenas com fundamento nos critérios contidos no anexo III e nas disposições do artigo 10.º da referida directiva. Assim, a rejeição do PNA só é possível na medida em que for incompatível com os referidos critérios e as referidas disposições. Em particular, o critério n.º 10 não pode ser interpretado extensivamente à luz do contexto geral ou do regime geral da Directiva 2003/87. Se a Comissão pretendia contestar as normas nacionais de atribuição de licenças à luz de outras considerações, devia recorrer ao exercício das suas competências gerais de fiscalização, previstas nos artigos 211.º CE e 226.º CE.

58. Além disso, segundo a recorrente, nem a Directiva 2003/87 nem o seu artigo 9.º, n.º 3, conjugado com o seu anexo III, proíbem que se proceda a ajustamentos ex post, sendo estes deixados à livre apreciação dos Estados Membros. Pelo contrário, a exclusão de tal possibilidade em casos específicos significaria que a recorrente deixaria de poder dar cumprimento, de modo eficaz, aos critérios enumerados no anexo III. Por outro lado, em conformidade com o artigo 9.º, n.º 1, segundo período, da Directiva 2003/87, os Estados Membros podem prever, nos seus PNA, para além dos critérios enumerados no anexo III, critérios acrescidos, desde que sejam objectivos e transparentes. Do ponto de vista da recorrente, todos os ajustamentos ex post do PNA alemão cumprem essas exigências de objectividade e de transparência, uma vez que os operadores são informados, no momento da atribuição das licenças, em que condições e em que medida as mesmas podem ser retiradas.

59. A recorrente contesta, por outro lado, que se possa deduzir do artigo 29.º da Directiva 2003/87 uma proibição geral de medidas de ajustamento ex post em baixa, uma vez que esta disposição apenas prevê, e a título excepcional, a possibilidade de conceder licenças adicionais em caso de força maior. Por conseguinte, o objectivo do artigo 29.º da Directiva 2003/87 é o de restringir estritamente, desde o início da comercialização, a emissão de licenças adicionais pelos Estados Membros, ou seja, o ajustamento ex post em alta, para evitar que a quantidade total atribuída num Estado Membro aumente. Em contrapartida, esta disposição de modo algum tem por objecto a situação inversa, ou seja, a dos ajustamentos ex post em baixa.

60. A recorrente daí conclui que os ajustamentos ex post previstos pelo PNA alemão são conformes tanto aos objectivos como à letra da Directiva 2003/87.

e) Quanto aos argumentos económicos invocados pela Comissão

61. A recorrente alega que, contrariamente às alegações da Comissão, a sua tese é corroborada tanto pelos objectivos ecológicos como pelos objectivos económicos da Directiva 2003/87, concretamente, a redução das emissões de gases com efeito de estufa em

condições que ofereçam uma boa relação custo eficácia e sejam economicamente eficientes (artigo 1.º da Directiva 2003/87), a preservação da integridade do mercado interno e das condições de concorrência (sétimo considerando da Directiva 2003/87) e a tomada em consideração do potencial de redução de emissões das actividades associadas a processos industriais (oitavo considerando da Directiva 2003/87).

62. Com efeito, os ajustamentos ex post em baixa contestados pela Comissão destinam-se a impedir distorções da concorrência no mercado interno, remediando abusos e «sobreatribuições de licenças» prejudiciais aos concorrentes. Acresce que permitem corrigir previsões erróneas e diminuições de produção que se afastem dessas previsões e, no caso das instalações de cogeração, permitem corrigir as consequências inerentes à utilização abusiva de uma atribuição especial de licenças contrária ao seu objectivo ambiental.

63. A este respeito, a recorrente discorda do argumento da Comissão segundo o qual os ajustamentos ex post são prejudiciais à certeza necessária às empresas para efectuar os investimentos que permitem reduzir as emissões (Comunicação da Comissão de 7 de Julho de 2004, p. 8). Com efeito, esses ajustamentos não dependem da redução das emissões, mas da redução da produção real da instalação, no caso de esta se afastar da produção prevista. Segundo a recorrente, os ajustamentos ex post facilitam, pelo contrário, o funcionamento eficaz do mercado e aumentam a segurança dos investimentos, como os que se destinam à substituição dos combustíveis que produzem uma taxa elevada de CO₂. Efectivamente, fazem com que a decisão do operador de vender ou comprar licenças dependa da eficiência da sua instalação e liberam as licenças não utilizadas para novas instalações. Além disso, é errado o argumento da Comissão segundo o qual os ajustamentos ex post e a restituição das licenças à reserva afectam as decisões de investimento dos novos operadores, dada a total segurança de investimento de que estes últimos beneficiam devido à obrigação de compra de licenças que o PNA e o artigo 6.º, n.º 3, da lei da atribuição de licenças impõem ao Estado. O aumento da reserva através das licenças reintegradas graças a esses ajustamentos tem, aliás, por finalidade evitar que essa obrigação de compra adquira demasiada importância.

64. No que diz respeito ao argumento da Comissão segundo o qual os ajustamentos ex post não são necessários para lutar contra os abusos e as previsões erróneas e segundo o qual a correcção das informações inexactas deve ser efectuada antes da decisão de atribuição, a recorrente observa que o carácter erróneo dessas previsões só é detectável depois dessa decisão, ou seja, com base numa comparação da produção efectiva com a inicialmente prevista. Em tal situação, o ajustamento ex post é o único meio para evitar o risco de «sobreatribuição de licenças» daí resultante e, conseqüentemente, a única forma de evitar que o bom funcionamento do regime de comércio de licenças seja afectado. Acresce que a Directiva 2003/87, nesta matéria, não faz qualquer distinção em função da gravidade do erro cometido pelo operador. Por conseguinte, os erros de previsão cometidos por negligência também devem ser corrigidos a posteriori e, contrariamente à opinião da Comissão, a legislação nacional relativa à luta contra os abusos intencionais não é suficiente para esse efeito.

65. A recorrente acrescenta que a única medida que a Comissão considera lícita na decisão impugnada, concretamente, a revogação da atribuição de licenças consecutiva ao encerramento de uma instalação, é também um ajustamento ex post. A este respeito, refuta o argumento da Comissão de que o encerramento de uma instalação leva ao desaparecimento da instalação e, conseqüentemente, do operador enquanto tal. Por um lado, a existência jurídica de um operador não cessa pelo simples facto de uma instalação encerrar. Por outro, o direito alemão do ambiente impõe ao operador obrigações de manutenção significativas mesmo depois do encerramento (Nachsorgepflichten). Ora, nestas circunstâncias,

o operador pode tirar proveito da cessão de licenças de que deixe de precisar. Assim, o acto, não contestado pela Comissão, de não retirar licenças em caso de encerramento de uma instalação constitui, na realidade, um ajustamento ex post em baixa.

2. Argumentos da Comissão

a) Quanto ao carácter determinante do alcance dos critérios do anexo III da Directiva 2003/87 no controlo efectuado pela Comissão nos termos do artigo 9.º, n.º 3, da mesma directiva 66. A Comissão considera que o seu poder de controlo do PNA, tal como previsto no artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87, abrange, nomeadamente, os critérios enunciados no anexo III da mesma directiva, que devem ser interpretados à luz do contexto geral e do regime da referida directiva no seu todo. Segundo a Comissão, o objecto do litígio é a compatibilidade da decisão impugnada com esta directiva e, em particular, com os critérios enunciados no seu anexo III, cujo objectivo geral é oferecer aos operadores, com base em licenças claras e fixas, um incentivo económico à redução das suas emissões. A decisão impugnada é legal se o PNA objecto da mesma não estiver em conformidade com os referidos critérios. Por conseguinte, o alcance desses critérios é determinante para a legalidade da decisão impugnada, bem como para a legalidade do PNA.

b) Quanto à conformidade do PNA alemão com o critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87

67. A Comissão considera que um ajustamento ex post, mesmo que seja efectuado de acordo com as regras pré estabelecidas, não é compatível com o critério n.º 10, tal como é interpretado no contexto geral dos artigos 9.º e 11.º da Directiva 2003/87. Sustenta que deixa de ser possível proceder a esse ajustamento depois de ter sido tomada uma decisão de atribuição nos termos do artigo 11.º, n.º 1, da referida directiva. Isto tem a ver com o facto de as licenças atribuídas deverem ser concedidas aos operadores (artigo 11.º, n.º 4) e de poderem ser transferidas no interior da Comunidade (artigo 12.º, n.º 1). A Comissão esclarece que, a partir do momento em que essa decisão de atribuição for tomada, o objectivo geral da Directiva 2003/87, que consiste em oferecer aos operadores, com base em licenças predeterminadas, um incentivo económico à redução das suas emissões, assume toda a sua importância.

68. Quanto à necessidade alegada pela recorrente de evitar abusos e previsões erróneas, a Comissão observa, antes de mais, que é sempre possível corrigir as informações erróneas antes de ser tomada a decisão de atribuição nos termos do artigo 11.º, n.º 1, da Directiva 2003/87. Em seguida, observa que são inerentes a um regime como o que a recorrente escolheu certos riscos e uma certa margem de erro – relativamente, por exemplo, às previsões que os novos operadores devem fazer – que não podem justificar o incumprimento das disposições da Directiva 2003/87. Aliás, exceptuando a recorrente, só um número muito reduzido de Estados Membros considera ou considerou, num primeiro tempo, não poder renunciar a ajustamentos ex post. A Comissão acrescenta que existem, de qualquer forma, nos Estados Membros, disposições legislativas gerais destinadas a lutar contra os abusos intencionais.

69. Quanto ao argumento da recorrente de que os ajustamentos ex post em baixa permitem limitar ao estritamente necessário as emissões de gases com efeito de estufa e contribuem assim para a luta contra as alterações climáticas, a Comissão objecta que esse efeito só se pode dar se, por falta de pedidos, a reserva não for esgotada e as licenças forem anuladas. Nesse caso, tratar-se-ia apenas de um efeito secundário não previsto, que se explicaria pela presença de um número menor do que o previsto de novos operadores. Se a recorrente queria prosseguir esse objectivo ambiental, devia ter previsto, desde o início, uma quantidade total de licenças mais reduzida, de modo a evitar uma «sobreatribuição de licenças» ou, pelo menos, a anulação imediata das licenças retiradas ex post. A

Comissão conclui que os ajustamentos ex post são neutros do ponto de vista da protecção do ambiente, uma vez que a quantidade total de licenças se mantém inalterada. Considera que esses ajustamentos são, inclusivamente, susceptíveis de eliminar o incentivo aos operadores para reduzirem as suas emissões, na medida em que estes deixam de poder ceder licenças no mercado obtidas graças às suas próprias decisões económicas, como as que consistem em reduzir a sua produção.

70. A Comissão considera que a sua posição não é contrária ao artigo 38.º, n.º 2, do Regulamento n.º 2216/2004, que apenas autoriza correcções segundo o método de atribuição previsto no PNA, devendo esse método ser igualmente conforme aos critérios enunciados no anexo III da Directiva 2003/87. Além disso, a referência, nessa disposição, ao artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87, não faz senão confirmar o carácter determinante dos critérios enunciados no anexo III, bem como o das outras disposições da mesma directiva para efeitos da apreciação da compatibilidade do PNA.

71. A Comissão acrescenta que, contrariamente às alegações da recorrente, o acto de retirar licenças no caso do encerramento de instalações não constitui um caso de ajustamento ex post, dado que as licenças estão ligadas às instalações. Segundo a Comissão, uma instalação que desaparece deixa de precisar de licenças de emissão. Por conseguinte, a partir do momento em que essa instalação desaparece, o objectivo que consiste em incentivar a redução de emissões para liberar licenças deixa de estar em causa e o Estado Membro é, assim, livre de retirar as licenças de que a instalação encerrada já não precisa. Consequentemente, nesse caso, o acto de retirar licenças não constitui um ajustamento ex post comparável aos ajustamentos ex post previstos pelo PNA alemão.

c) Quanto à conformidade do PNA alemão com o critério n.º 5 do anexo III da Directiva 2003/87

72. Segundo a Comissão, a decisão impugnada também não é contestável do ponto de vista do critério n.º 5. Considera que a possibilidade de efectuar ajustamentos ex post em baixa pode dar lugar a um tratamento preferencial injustificado dos novos operadores, no sentido de que estes podem à partida obter uma quantidade de licenças mais elevada do que aquela a que poderiam aspirar se não houvesse esta possibilidade, o que prejudica os outros operadores que não dispõem dessa faculdade de correcção inerente à atribuição inicial. Tendo em conta a necessidade de serem os novos operadores eles próprios a avaliar o nível de utilização da capacidade e o volume de produção previstos, eles seriam menos incentivados a fornecer estimativas precisas e só efectuariam controlos no caso de uma atribuição irrevogavelmente fixada à partida. Ora, uma atribuição inicial demasiado elevada poderá beneficiar indevidamente um novo operador se se verificar que este pode vender mais produtos devido a um aumento da procura sem incorrer em despesas suplementares para a aquisição de licenças. Em contrapartida, o operador de uma instalação existente tem de comprar licenças adicionais no mercado para cada unidade de produção acrescida não prevista.

73. A Comissão acrescenta que um regime de comércio de licenças de emissão relativo a um período plurianual só pode funcionar de modo eficaz com base numa análise ex ante que assente essencialmente em previsões. Ora, à parte o facto de, se puderem fazer ajustamentos ex post, a partes interessadas terem tendência para ser menos diligentes na elaboração do PNA, o que afecta a precisão da decisão de atribuição, a atribuição definitiva só poderia ocorrer, segundo a lógica da argumentação da recorrente, no termo do período de atribuição, quando todas as informações sobre as emissões efectivamente produzidas estiverem disponíveis. Assim, os ajustamentos ex post teriam por consequência que o cumprimento do critério n.º 5 só poderá ser garantido a posteriori. Todavia, a Comissão é de opinião que há que verificar antecipadamente, ou seja, no momento em que o PNA é elaborado e em

que a Comissão adopta a decisão, a existência de uma eventual discriminação, nos termos deste critério, em relação a certas instalações. Decorre daí que os ajustamentos ex post são contrários ao espírito e ao funcionamento do regime de atribuição e de comércio de licenças. A Comissão esclarece ainda que é inerente a um regime que assenta em previsões que a realidade, tal como se manifesta posteriormente, se afaste das previsões. Ora, as evoluções posteriores já não podem pôr em causa a decisão de atribuição adoptada com base numa análise ex ante destinada a criar incentivos económicos à redução de emissões. Com efeito, prever que se retirem as licenças que se tornaram inúteis por causa das reduções de emissões verificadas ao mesmo tempo que se admite que elas possam ser vendidas, equivale a eliminar parcialmente o incentivo para proceder a essas reduções. A eficiência do regime de comércio de licenças seria, assim, decisivamente afectada.

74. A este respeito, a situação não é diferente consoante os ajustamentos ex post estejam ligados às taxas de emissão ou ao volume de produção, uma vez que, segundo a Comissão, há uma correlação positiva entre estes dois parâmetros, ambos influenciando a decisão económica de otimizar o benefício gerado pela produção da instalação. Na opinião da Comissão, ao ligar os ajustamentos ex post ao volume de produção, introduz-se um elemento de incerteza no cálculo económico que consiste em determinar se é rentável diminuir as emissões através de ganhos de eficiência ou de uma redução do volume de produção, para poder vender licenças excedentárias. Em contrapartida, essa incerteza criada pelos ajustamentos ex post incentiva os operadores das instalações a investir em menor medida em técnicas de produção próprias, bem como a renunciar a diminuir a sua produção de modo mais substancial. Ora, é precisamente isto que a Comissão queria evitar. A Comissão acrescenta que o facto de o incentivo aos operadores ser afectado pode inclusivamente ter efeitos negativos no ambiente, ao passo que os eventuais efeitos positivos alegados pela recorrente só se verificariam em circunstâncias hipotéticas específicas, nomeadamente no caso de os novos operadores não serem suficientemente numerosos.

75. Quanto ao argumento da recorrente segundo o qual as licenças retiradas são transferidas para a reserva para serem colocadas à disposição dos novos operadores, a Comissão refere que, se a recorrente considera necessário um aumento da reserva, devia prever, desde o início, uma reserva maior no seu PNA. A Comissão observa, além disso, que a quantidade de licenças obtidas através de ajustamentos ex post é incerta e, por conseguinte, não garante uma maior segurança jurídica para os novos operadores quanto às suas decisões de investimento. Por outro lado, o facto de o PNA e o artigo 6.º, n.º 3, da lei da atribuição de licenças preverem a possibilidade de aumentar a reserva através da compra de licenças por um organismo privado e da sua entrega gratuita às autoridades responsáveis pela sua gestão confirma que o abastecimento da referida reserva por meio de ajustamentos ex post não é necessário. Por último, a Comissão recorda que não é indispensável prever uma reserva para os novos operadores, dado que estes últimos podem obter as licenças necessárias no mercado (v. igualmente as orientações da Comissão, n.º 56).

76. Por todas estas razões, a Comissão considera que a decisão impugnada é conforme aos critérios enunciados no anexo III da Directiva 2003/87 e que o fundamento relativo à violação do artigo 9.º, n.º 3, da referida directiva, conjugado com o seu anexo III, deve improceder.

B – Apreciação do Tribunal de Primeira Instância

1. Quanto à repartição de funções e de competências entre a Comissão e os Estados Membros e ao alcance da fiscalização judicial

77. A título preliminar, o Tribunal recorda que a recorrente sustenta, a título principal, que, contrariamente às conclusões a que chegou a Comissão na decisão impugnada, os ajustamentos

ex post previstos no PNA alemão não violam o critério n.º 5 nem o critério n.º 10 enunciados no anexo III da Directiva 2003/87. Neste contexto, as partes discutem, nomeadamente, a questão de saber se esses ajustamentos ex post dificultam ou não o bom funcionamento do regime de comércio de licenças e, conseqüentemente, se os referidos ajustamentos são compatíveis com os objectivos e a economia geral da Directiva 2003/87, à luz dos quais os referidos critérios devem ser interpretados. A este respeito, o Tribunal deve levar em conta a fronteira que separa, por um lado, o alcance do poder de controlo e do poder decisório da Comissão, nomeadamente nos termos da Directiva 2003/87, e, por outro, o alcance da margem de manobra de que dispõe o Estado Membro na transposição da referida directiva para o direito nacional em conformidade com as exigências do direito comunitário.

78. No que diz respeito à repartição de funções e de competências entre a Comissão e os Estados Membros quando está em causa a transposição de uma directiva no domínio do ambiente, há que recordar o teor do artigo 249.º, terceiro parágrafo, CE, segundo o qual «[a] directiva vincula o Estado Membro destinatário quanto ao resultado a alcançar, deixando, no entanto, às instâncias nacionais a competência quanto à forma e aos meios». Daqui decorre que, quando a directiva em causa não define a forma e os meios para alcançar um resultado determinado, a liberdade de acção do Estado Membro quanto à escolha das formas e dos meios adequados para a obtenção do referido resultado é, em princípio, plena. No entanto, os Estados Membros têm a obrigação, no âmbito da liberdade que lhes é reconhecida pelo terceiro parágrafo do artigo 249.º CE, de escolher as formas e os meios mais adequados para assegurar o efeito útil das directivas (v. acórdão do Tribunal de Justiça de 8 de Setembro de 2005, Yonemoto, C 40/04, Colect., p. I 7755, n.º 58 e jurisprudência aí referida). Daí decorre igualmente que, não existindo uma norma comunitária que defina de modo claro e preciso a forma e os meios que devem ser utilizados pelo Estado Membro, incumbe à Comissão, no âmbito do exercício do seu poder de controlo, por força, nomeadamente, dos artigos 211.º CE e 226.º CE, fazer prova bastante de que os instrumentos utilizados pelo Estado Membro para esse efeito são contrários ao direito comunitário.

79. Há que acrescentar que só através da aplicação destes princípios é que pode ser garantida a observância do princípio da subsidiariedade, consagrado no artigo 5.º, segundo parágrafo, CE, princípio que se impõe às instituições comunitárias no exercício das suas funções regulamentares e que se pressupõe ter sido respeitado relativamente à adopção da Directiva 2003/87 (trigésimo considerando da referida directiva). Nos termos deste princípio, nos domínios que não sejam da sua competência exclusiva, a Comunidade intervém apenas se e na medida em que os objectivos da acção projectada não possam ser suficientemente realizados pelos Estados Membros, e possam, pois, devido à dimensão ou aos efeitos da acção prevista, ser melhor alcançados ao nível comunitário. Assim, num domínio como o do ambiente, regulado pelos artigos 174.º CE a 176.º CE, em que as competências da Comunidade e dos Estados Membros são partilhadas, o ónus da prova cabe à Comunidade, ou seja, no caso em apreço, é à Comissão que incumbe demonstrar em que medida as competências do Estado Membro e, portanto, a sua margem de manobra estão limitadas pelos requisitos acima enunciados no n.º 78.

80. No que diz respeito, mais especificamente, ao poder de controlo da Comissão nos termos do artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87, importa esclarecer que, embora o Estado Membro disponha de uma certa margem de manobra na transposição dessa directiva, também é verdade que, por um lado, a Comissão pode verificar a conformidade das medidas adoptadas pelo Estado Membro com os critérios enunciados no anexo III e as disposições do artigo 10.º da referida directiva, e que, por outro, no exercício desse controlo ela própria dispõe de uma margem de apreciação, na medida em que esse controlo implica apreciações económicas e ecológicas complexas efectuadas tendo em vista o objectivo geral de redução

das emissões de gases com efeito de estufa através de um regime de comércio de licenças em condições que ofereçam uma boa relação custo eficácia e que sejam economicamente eficientes (artigo 1.º e quinto considerando da Directiva 2003/87).

81. Consequentemente, no âmbito do controlo da legalidade nesta matéria, o juiz comunitário exerce uma fiscalização completa quanto à correcta aplicação pela Comissão das normas jurídicas pertinentes, cujo alcance deve ser determinado de acordo com os métodos de interpretação reconhecidos pela jurisprudência. Em contrapartida, o Tribunal não pode substituir se à Comissão quando esta tem de efectuar, nessa contexto, apreciações económicas e ecológicas complexas. Neste caso, o Tribunal deve limitar se a verificar se a medida em causa não está viciada de erro manifesto ou de desvio de poder, se a autoridade competente não ultrapassou manifestamente os limites do seu poder de apreciação e se as garantias processuais, que assumem uma importância ainda mais fundamental nesse contexto, foram plenamente respeitadas (v., neste sentido, acórdãos do Tribunal de Primeira Instância de 11 de Setembro de 2002, Pfizer Animal Health/Conselho, T 13/99, Colect., p. II 3305, n.os 166 e 171, e Alpharma/Conselho, T 70/99, Colect., p. II 3495, n.os 177 e 182, e de 21 de Outubro de 2003, Solvay Pharmaceuticals/Conselho, T 392/02, Colect., p. II 4555, n.º 126).

82. No que diz respeito, no caso em apreço, ao controlo da compatibilidade dos ajustamentos ex post em causa com, nomeadamente, os critérios n.os 5 e 10 do anexo III da Directiva 2003/87, efectuado pela Comissão nos termos do artigo 9.º, n.º 3, da referida directiva, há que salientar que o exercício desse controlo depende, em primeiro lugar, da determinação do alcance das normas jurídicas pertinentes, e só em segundo lugar envolve apreciações económicas e ecológicas complexas, nomeadamente quando se trata de apreciar os efeitos práticos dos referidos ajustamentos no funcionamento do regime de comércio de licenças. Por conseguinte, há que analisar, antes de mais, se, no exercício desse controlo, a Comissão respeitou os limites das normas jurídicas pertinentes, tais como interpretadas pelo Tribunal, para determinar se a decisão impugnada está viciada por um erro de direito. Só depois de se ter concluído que a Comissão aplicou correctamente as normas jurídicas pertinentes ou que apresentou as provas que lhe incumbia carrear, em conformidade com as regras relativas ao ónus da prova acima especificadas nos n.os 78 e 79, é que se coloca a questão de saber se a sua apreciação, no plano factual e económico, é plausível ou está viciada de erro manifesto.

83. A este respeito, há que esclarecer que é ponto assente entre as partes que a questão dos ajustamentos ex post em causa não é expressamente abordada pela Directiva 2003/87. Nestas condições, deve presumir se que os referidos ajustamentos são abrangidos pela liberdade de que dispõe o Estado Membro quanto às formas e aos meios de transposição da referida directiva, incumbindo, assim, à Comissão demonstrar que esses ajustamentos podem prejudicar o efeito útil das suas disposições.

84. O Tribunal considera oportuno começar por analisar a legalidade da decisão impugnada, na medida em que esta diz respeito à admissibilidade de determinados ajustamentos ex post à luz do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87, dado que o alcance desse critério, tal como foi interpretado pela Comissão, está intrinsecamente relacionado com a questão da compatibilidade dos ajustamentos com os objectivos e a economia geral do regime de comércio de licenças estabelecido pela referida directiva.

2. Quanto à legalidade da decisão impugnada à luz do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87

a) Quanto aos ajustamentos ex post em causa

85. A título preliminar, há que recordar quais são os ajustamentos ex post que a Comissão considera violarem o critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87.

86. A este respeito, há que referir que, à primeira vista, a Comissão parece ter considerado, no artigo 1.º da decisão impugnada, que todos os ajustamentos ex post enumerados nesse artigo são contrários ao critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87. No entanto, resulta dos considerandos quarto a sexto da decisão impugnada, à luz dos quais se deve ler o dispositivo (v., neste sentido, acórdão do Tribunal de Justiça de 12 de Maio de 2005, Comissão/Grécia, C 415/03, Colect., p. I 3875, n.º 41, e acórdão do Tribunal de Primeira Instância de 18 de Janeiro de 2005, Confédération nationale du Crédit mutuel/Comissão, T 93/02, Colect., p. II 143, n.º 74), que essa apreciação não vale para os ajustamentos ex post previstos para os novos operadores, objecto do artigo 1.º, alínea a), da referida decisão, uma vez que a Comissão considera que estes últimos são apenas contrários ao critério n.º 5. Assim, como confirmou a Comissão na audiência (acta da audiência, p. 2), o início do artigo 1.º da decisão impugnada deve ler-se da seguinte forma:

«Os seguintes elementos do [PNA] alemão são incompatíveis com os critérios [n.º] 5 e/ou n.º]10 do anexo III da Directiva 2003/87 [...]»

87. No artigo 1.º, alínea b), e no quinto considerando da decisão impugnada, a Comissão declara a ilegalidade dos ajustamentos ex post ligados à aplicação da regra da transferência. Embora a Comissão não conteste a regra da transferência enquanto tal, na medida em que permite ao operador de uma nova instalação conservar as licenças concedidas a uma instalação que anteriormente explorou e depois encerrou (v., nomeadamente, Comunicação da Comissão de 7 de Julho de 2004, n.º 3.3), ela recusa, no entanto, admitir a legalidade dos ajustamentos quando a capacidade de produção da nova instalação é menor do que a da instalação encerrada.

88. No primeiro caso, previsto no artigo 1.º, alínea c), e no sexto considerando da decisão impugnada, a Comissão declara ainda a ilegalidade dos ajustamentos ex post ligados a uma redução da utilização da capacidade de produção da instalação que esteja em contradição com as previsões anunciadas pelo operador. Nos termos das explicações suplementares prestadas na Comunicação da Comissão de 7 de Julho de 2004 (p. 8, penúltimo parágrafo), esta ilegalidade só afecta os ajustamentos ex post aplicáveis às instalações cuja exploração tenha tido início depois de 1 de Janeiro de 2003, e não os aplicáveis aos novos operadores. Em resposta a uma pergunta escrita do Tribunal, a Comissão confirmou esta interpretação, ao mesmo tempo que esclareceu que, no entanto, foi erradamente que a Comunicação da Comissão de 7 de Julho de 2004 limitou esta ilegalidade aos ajustamentos ex post aplicáveis às instalações cuja exploração teve início depois de 1 de Janeiro de 2003 e que, portanto, a decisão impugnada abrangia igualmente os ajustamentos aplicáveis às instalações cuja exploração teve início antes dessa data.

89. A Comissão declara, por outro lado, na segunda hipótese prevista no artigo 1.º, alínea c), e no sexto considerando da decisão impugnada, conforme rectificadas na audiência (v. n.º 40, supra), a ilegalidade dos ajustamentos ex post em baixa previstos quando as emissões anuais da instalação forem inferiores a 60% em relação às do período de referência («encerramento de facto»).

90. Na última hipótese prevista no artigo 1.º, alínea c), e no sexto considerando da decisão impugnada, a Comissão declara, por último, a ilegalidade dos ajustamentos ex post da atribuição especial de licenças a uma instalação de cogeração quando o volume de electricidade por ela produzida for inferior ao do período de referência.

91. De um modo mais genérico, resulta dos quarto e quinto considerandos da decisão impugnada, bem como do ponto 3.2, primeiro parágrafo, da Comunicação da Comissão de 7 de Julho de 2004 (v. n.º 41, supra), que a Comissão é de opinião que, num PNA, o número de licenças a atribuir a cada instalação deve ser determinado antecipadamente para o primeiro período de atribuição de licenças, deixando, em qualquer caso, de poder

ser alterado depois da adopção da decisão pelo Estado Membro nos termos do artigo 11.º, n.º 1, da Directiva 2003/87. Em contrapartida, a recorrente alega, no essencial, que o critério n.º 10 do anexo III da referida directiva impõe apenas um requisito de forma que consiste em juntar ao PNA uma lista de instalações com a quantidade previsível de licenças que o Estado Membro tem intenção de lhes atribuir, e que o número de licenças assim atribuídas individualmente pode ser alterado numa fase posterior da execução da decisão de atribuição tomada nos termos do artigo 11.º, n.º 1, da Directiva 2003/87.

92. Para analisar a procedência dos argumentos invocados pelas partes, o Tribunal considera necessário proceder a uma interpretação literal, histórica, contextual e teleológica do alcance do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87 (v., no que diz respeito à metodologia, acórdãos do Tribunal de Primeira Instância de 20 Novembro de 2002, *Lagardère e Canal+/Comissão*, T 251/00, *Colect.*, p. II 4825, n.os 72 e seguintes, e de 6 de Outubro de 2005, *Sumitomo Chemical e Sumika Fine Chemicals/Comissão*, T 22/02 e T 23/02, *Colect.*, p. II 4065, n.os 41 e seguintes).

b) Quanto à interpretação literal do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87

93. Há que determinar, antes de mais, através de uma interpretação literal, se o teor do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87 se opõe às medidas de ajustamento *ex post* previstas no PNA alemão.

94. A este respeito, o Tribunal refere que o critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87 dispõe que «[l]e [PNA] contient la liste des installations couvertes par la présente directive avec pour chacune d'elles les quotas que l'on souhaite lui allouer» (versão portuguesa: «[o] [PNA] deve conter a lista das instalações abrangidas pela presente directiva com indicação das quantidades de licenças de emissão que se pretende atribuir a cada uma delas»). Assim, resulta dos termos em que este critério está enunciado, por um lado, que o PNA deve conter uma lista das instalações abrangidas pelo âmbito de aplicação da Directiva 2003/87 e, por outro, que essa lista deve indicar o número de licenças «que l'on souhaite [...] allouer» («que se pretende atribuir») a cada uma dessas instalações. Por conseguinte, há que determinar, mais especificamente, o alcance da expressão «que l'on souhaite [...] allouer».

95. No âmbito da interpretação literal, importa ter em conta que os textos de direito comunitário são redigidos em várias línguas e que as diversas versões linguísticas fazem igualmente fé; a interpretação de uma disposição de direito comunitário implica, assim, uma comparação das versões linguísticas (acórdão do Tribunal de Justiça de 6 de Outubro de 1982, *Cilfit*, 283/81, *Recueil*, p. 3415, n.º 18). A expressão «que l'on souhaite [...] allouer» na versão francesa é reproduzida igualmente nas versões espanhola e portuguesa do seguinte modo, respectivamente: «que se prevé asignar» e «que se pretende atribuir», todas estas versões exprimindo, assim, o mesmo carácter subjectivo, implicando um certo grau de vontade autónoma, da atribuição individual das licenças de emissão às diversas instalações. Este carácter é atenuado e transforma-se numa simples intenção nas versões inglesa («intended to be allocated»), dinamarquesa («hensigten»), finlandesa («aiotaan myöntää») e sueca («som avses»), versões em que essa expressão foi reproduzida num sentido um pouco diferente, ou seja, no sentido de que significa «que o Estado Membro teria intenção de atribuir». Além disso, nas versões alemã («zugeteilt werden sollen») e neerlandesa («bestemd om te worden toegewezen»), que significam «que se destinam a ser atribuídas», a atribuição individual das licenças de emissão às diversas instalações reveste-se de um carácter mais neutro e objectivo. Este carácter neutro e objectivo é ainda um pouco mais acentuado nas versões grega («pou prokeitai na diatethoun») e italiana («saranno assegnate»), que apresentam a atribuição individual das licenças de emissão simplesmente como um facto futuro («serão atribuídas»).

96. Tendo em conta o que precede, há importantes nuances entre as diversas versões linguísticas do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87, que fazem todas fé e que conferem à atribuição individual das licenças de emissão, consoante os termos utilizados, uma carácter mais subjectivo e intencional ou, pelo contrário, um carácter mais ou menos objectivo e neutro. Por conseguinte, estas versões linguísticas, consideradas no seu conjunto, não fazem prevalecer nem a posição da Comissão, segundo a qual o PNA e a decisão de atribuição devem conter o número definitivo de licenças a atribuir a cada uma das instalações enumeradas, nem a da recorrente que, no essencial, invoca uma ampla margem de apreciação do Estado Membro nesta matéria. No entanto, as formulações acima referidas, também não podem excluir a possibilidade de o legislador comunitário ter querido instituir uma certa flexibilidade, ou até conceder uma certa margem de apreciação ao Estado Membro, deixando-lhe a possibilidade de alterar o número de licenças de emissão, previsto na lista de instalações anexa ao PNA, numa fase posterior da execução da Directiva 2003/87.

97. Consequentemente, importa completar esta interpretação literal e esta leitura comparada das diversas versões linguísticas do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87 através de uma interpretação histórica.

c) Quanto à interpretação histórica do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87

98. Ao reconstituir a génese do processo legislativo que conduziu à adopção da Directiva 2003/87, o Tribunal verifica que o critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87 só surge no projecto da mesma directiva numa fase relativamente tardia, concretamente, no âmbito da Posição Comum (CE) n.º 28/2003, de 18 de Março de 2003, adoptada pelo Conselho [...] tendo em vista a adopção [da referida] directiva [...] (JO C 125E, p. 72). Como alega a recorrente, este critério foi incluído no projecto de directiva na sequência de uma alteração proposta, em 13 de Setembro de 2002, pela Comissão do Meio Ambiente, da Saúde Pública e da Política do Consumidor do Parlamento Europeu, alteração que foi motivada pelo facto de ser «importante poder dispor de dados que reflectem e quantificam a situação do comércio de direitos de emissão» (acta da sessão A5 0303/2002, I, p. 48, alteração n.º 73).

99. Por conseguinte, a interpretação histórica não traz elementos novos susceptíveis de alterar a conclusão a que se chegou no n.º 96, supra.

100. Assim, há que proceder a uma interpretação contextual do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87.

d) Quanto à interpretação contextual do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87

Quanto às disposições pertinentes da Directiva 2003/87 e do Regulamento n.º 2216/2004

– i) Quanto aos artigos 9.º e 11.º da Directiva 2003/87

101. No âmbito da interpretação contextual do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87, há que fazer referência, em primeiro lugar, ao artigo 9.º, n.º 1, da Directiva 2003/87, que constitui a base legal para a elaboração, pelos Estados Membros, dos PNA. Esta disposição prevê, nomeadamente, que «cada Estado Membro deve elaborar um [PNA] estabelecendo a quantidade total de licenças de emissão que tenciona atribuir nesse período e de que modo tenciona atribuí-la» e que «[esse] [PNA] [se] deve basear [...] em critérios objectivos e transparentes, incluindo os enumerados no anexo III, e ter em devida conta as observações do público».

102. A este respeito, o Tribunal verifica que, no que diz respeito ao eventual carácter definitivo ou, pelo contrário, apenas provisório da atribuição de licenças pelo Estado Membro

prevista no PNA, a expressão utilizada no artigo 9.º, n.º 1, da Directiva 2003/87 («intention d'allouer»; «tenciona atribuir») corresponde, em cada uma das versões linguísticas analisadas no n.º 95, supra, essencialmente à utilizada no critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87 («souhaite [...] allouer»; «pretende atribuir»). No entanto, estas formulações não pressupõem necessariamente a existência de uma ampla margem de manobra do Estado Membro na transposição. Podem igualmente ser compreendidas no sentido de que são a consequência do facto de o PNA ser posteriormente objecto de controlo pela Comissão, por força do artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87, e que, assim, qualquer atribuição de licenças prevista na lista de instalações anexa ao referido PNA – e, consequentemente, «souhaitée» («pretendida») pelo Estado Membro – é apenas provisória até que a Comissão a aprove ou a rejeite impondo alterações.

103. Em seguida, há que fazer referência ao artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87, segundo o qual «a Comissão pode rejeitar esse [PNA] ou qualquer dos seus elementos, com base na sua incompatibilidade com os critérios enumerados no anexo III ou no artigo 10.º», e «[o] Estado Membro só pode tomar uma decisão, nos termos [do n.º 1] [...] do artigo 11.º, se as alterações propostas tiverem sido aceites pela Comissão». Há ainda que recordar o teor do artigo 11.º, n.º 1, da Directiva 2003/87, segundo o qual «cada Estado Membro deve determinar a quantidade total de licenças de emissão que atribuirá [...], bem como a sua atribuição aos operadores das instalações». Esta disposição esclarece, por outro lado, que «[e]ssa decisão deve ser tomada [...] [com base] no respectivo [PNA] [...] tendo em devida conta as observações do público».

104. Neste contexto, o Tribunal considera que é útil recordar as diversas fases do processo descrito no artigo 9.º, n.os 1 e 3, conjugado com o artigo 11.º, n.º 1, da Directiva 2003/87. Com efeito, o artigo 9.º, n.º 3, prevê diversas fases que correspondem, respectivamente, à notificação, à finalização do PNA e à adopção pelo Estado Membro da decisão de atribuição. Prevê, além disso, pelo menos duas ocasiões de controlo e de rejeição do PNA pela Comissão. A primeira fase, obrigatória, consiste na notificação inicial do PNA pelo Estado Membro, em conformidade com o n.º 1 dessa disposição, e na análise do referido PNA pela Comissão. A esta primeira fase acresce, se necessário, uma segunda fase. Esta dá origem a eventuais alterações do PNA, quer a pedido da Comissão, quer mediante proposta do Estado Membro, e à aceitação ou não dessas alterações pela Comissão. Só quando a primeira e – eventualmente – a segunda fase estiverem completas é que o Estado Membro pode adoptar, no âmbito da terceira fase e com base no seu PNA, a sua decisão de atribuição de licenças nos termos do artigo 11.º, n.º 1, da Directiva 2003/87 (acórdão do Tribunal de Primeira Instância de 23 de Novembro de 2005, Reino Unido/Comissão, T 178/05, Colect., p. II 4807, n.º 56). Por outro lado, decorre do artigo 9.º, n.º 1, e do artigo 11.º, n.º 1, da referida directiva a obrigação do Estado Membro de «te[r] em devida conta as observações do público», tanto no PNA, ou seja, na sequência de uma primeira consulta pública, como na decisão de atribuição, adoptada na sequência de uma segunda consulta pública. A este respeito, o critério n.º 9 do anexo III da Directiva 2003/87 esclarece que «[o] [PNA] deve incluir disposições para que o público possa exprimir as suas observações e conter informações sobre os meios que irão permitir que essas observações sejam tidas em conta antes da tomada de uma decisão sobre a atribuição das licenças de emissão».

105. Atendendo às considerações precedentes, o Tribunal refere, em primeiro lugar, que a decisão de atribuição do Estado Membro prevista no artigo 11.º, n.º 1, da Directiva 2003/87 deixou de estar sujeita, no âmbito da referida directiva, a uma análise específica pela Comissão semelhante ao controlo previsto no artigo 9.º da mesma directiva relativamente ao PNA. Todavia, o facto de o artigo 11.º, n.º 1, da Directiva 2003/87 obrigar o Estado Membro a basear a sua decisão de atribuição no seu PNA, tal como foi analisado

pela Comissão por força do artigo 9.º da mesma directiva e eventualmente alterado a seu pedido, não significa necessariamente que uma alteração posterior das atribuições individuais de licenças já não seja possível. Com efeito, segundo o artigo 11.º, n.º 1, segundo período in fine, conjugado com o critério n.º 9 do anexo III da Directiva 2003/87, o conteúdo da decisão de atribuição depende também da segunda consulta pública. Ora, esta segunda consulta pública só ocorre depois da análise pela Comissão do PNA notificado e deve ser apta a levar a uma alteração da atribuição que o Estado Membro se propõe fazer através da sua decisão de atribuição, sob pena de essa consulta não servir qualquer objectivo e de as observações do público serem puramente teóricas (acórdão Reino Unido/Comissão, referido no n.º 104, supra, n.º 57). Daqui resulta que, embora, em princípio, qualquer alteração do quadro essencial do PNA na sequência do encerramento do processo de análise previsto no artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87, seja susceptível de neutralizar o sistema de controlo preventivo aí instituído, uma proibição absoluta de alteração das atribuições individuais feitas no PNA prejudicaria o efeito útil da segunda consulta pública, tal como prevista no artigo 11.º, n.º 1, segundo período in fine, conjugado com o critério n.º 9 do anexo III da Directiva 2003/87 (v., neste sentido, acórdão Reino Unido/Comissão, referido no n.º 104, supra, n.º 58). Há que acrescentar que, como resulta dos n.os 93, 95 e 96 das suas orientações, parece que a própria Comissão parte do princípio de que, dado o carácter obrigatório da participação do público, eventuais alterações que se revelem necessárias depois da segunda consulta pública podem ser integradas na decisão de atribuição, desde que o Estado Membro informe a Comissão dessas alterações antes da adopção da referida decisão.

106. Há que referir, em segundo lugar, que, na parte relevante («cada Estado Membro deve determinar a quantidade total de licenças de emissão que atribuirá [...], bem como a sua atribuição aos operadores das instalações»), o artigo 11.º, n.º 1, da Directiva 2003/87 é formulado de modo bastante aberto e virado para o futuro, e que essa disposição não proíbe expressamente uma alteração posterior do número de licenças atribuídas individualmente de acordo com a lista anexa ao PNA e com a decisão de atribuição. De igual modo, o artigo 9.º, n.º 1, da referida directiva, que define os requisitos de legalidade de um PNA, não faz exclusivamente referência aos critérios enumerados no anexo III da Directiva 2003/87, antes permitindo basear o PNA noutros critérios de atribuição, desde que estes sejam «objectivos e transparentes». Daqui decorre, por um lado, que, não havendo proibição expressa, no artigo 11.º, n.º 1, de alterações posteriores à atribuição individual de licenças de emissão, o PNA e a decisão de atribuição podem prever expressamente essa possibilidade de alteração, desde que os critérios da respectiva execução sejam fixados de modo objectivo e transparente. Daí decorre, por outro lado, que, uma vez que esses critérios adicionais não são critérios definidos no anexo III da Directiva 2003/87, o poder de controlo da Comissão nos termos do artigo 9.º, n.º 3, dessa directiva é necessariamente restrito, limitando se à questão de saber se esses critérios adicionais – introduzidos pelo Estado Membro no exercício da margem de apreciação de que dispõe na transposição da referida directiva – preenchem os requisitos de objectividade e de transparência. Importa acrescentar que uma eventual alteração posterior das atribuições individuais de licenças, ocorrida depois da decisão de atribuição no sentido do artigo 11.º, n.º 1, da Directiva 2003/87, não tem por consequência a perda de qualquer possibilidade de controlo por parte da Comissão, dada a fiscalização permanente que exerce graças aos instrumentos de gestão previstos no Regulamento n.º 2216/2004, bem como à competência geral de fiscalização em que se encontra investida nos termos dos artigos 211.º CE e 226.º CE, que lhe permite agir, a todo o tempo, em caso de violação do direito comunitário.

– ii) Quanto ao artigo 29.º da Directiva 2003/87

107. O artigo 29.º da Directiva 2003/87 permite, excepcionalmente e por derrogação à quantidade total de licenças prevista, um aumento posterior do número de licenças atribuídas individualmente. Isto confirma a ideia de que o Estado Membro, em princípio, não está autorizado a atribuir licenças adicionais. No entanto, não existe qualquer disposição expressa na referida directiva que limite a margem de manobra do Estado Membro na gestão da atribuição individual das licenças quando esta não leva a esse aumento mas apenas a correcções posteriores em baixa. Com efeito, neste último caso, não há risco de que uma atribuição ultrapasse o número total de licenças previsto no PNA, o que seria contrário à obrigação de redução das emissões que vincula o Estado Membro. A este respeito, há igualmente que referir que, em resposta a um questionário da Comissão no âmbito do procedimento administrativo, a recorrente observou que, contrariamente ao que resulta do PNA tal como foi inicialmente notificado, a decisão de atribuição, adoptada nos termos do artigo 11.º, n.º 1, da Directiva 2003/87, apenas continha ajustamentos *ex post* em baixa e não medidas de aumento de atribuições individuais (v. n.º 34, *supra*).

– iii) Quanto ao artigo 38.º, n.º 2, do Regulamento n.º 2216/2004

108. Como alega a Comissão, o artigo 38.º, n.º 2, do Regulamento n.º 2216/2004 é apenas uma norma processual de ordem técnica que se destina a possibilitar uma boa gestão e uma gestão centralizada, a nível europeu, do sistema de registo normalizado e seguro, que contém, nomeadamente, os quadros PNA que apresentam os dados dos diversos PNA tais como foram notificados pelos Estados Membros. Esta norma define os requisitos para poderem ser notificadas e inseridas correcções nos quadros PNA, estando estas correcções, todavia, sujeitas à observância do processo de notificação e de controlo pela Comissão nos termos do artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87. Daqui decorre que estas possibilidades de alteração não implicam qualquer juízo prévio acerca da legalidade ou do fundamento das correcções em causa e que, de qualquer modo, não são susceptíveis de alterar o alcance das diversas disposições pertinentes da Directiva 2003/87. Em contrapartida, a formulação utilizada no artigo 38.º, n.º 2, segundo período, do Regulamento n.º 2216/2004, segundo a qual «a correcção em causa [deve ser feita] em conformidade com metodologias estabelecidas no dito [PNA]», confirma, pelo menos indirectamente, a possibilidade de uma correcção posterior do número de licenças atribuídas, desde que o PNA, enquanto tal, preveja expressamente a metodologia aplicável a essa correcção. Com efeito, a referida norma pressupõe, assim, que o Estado Membro pode prever, no PNA, mecanismos de correcção, desde que sejam objectivos e transparentes na aceção do artigo 9.º, n.º 1, da Directiva 2003/87.

Quanto ao alcance das orientações da Comissão

– i) Quanto ao efeito de auto limitação das orientações da Comissão

10. Na medida em que as orientações da Comissão são susceptíveis de fazer parte do quadro jurídico pertinente, há que analisar o respectivo alcance e as respectivas disposições pertinentes para efeitos da interpretação do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87.

110. A este respeito, há que observar, relativamente à natureza jurídica destas orientações, que, ao mesmo tempo que assentam numa base jurídica expressa, prevista no artigo 9.º, n.º 1, primeiro parágrafo, último período, da Directiva 2003/87, segundo a qual «a Comissão deve desenvolver [...] orientações sobre a execução dos critérios enumerados no anexo III», as referidas orientações não correspondem a nenhum dos actos de direito comunitário derivado previstos no artigo 249.º CE (v., por analogia, acórdão do Tribunal de Justiça de 6 de Abril de 2000, Espanha/Comissão, C 443/97, *Colect.*, p. I 2415, n.os 28 e seguintes, e acórdãos Pfizer Animal Health/Conselho, referido no n.º 81, *supra*, n.º 119, e Alparma/Conselho, referido no n.º 81, *supra*, n.º 140). Daí decorre, no entanto, o poder

da Comissão de elaborar e tornar público antecipadamente, através dessas orientações, o seu próprio entendimento acerca do conteúdo e do alcance dos critérios que constam do anexo III da referida directiva, bem como o modo segundo o qual pretende exercer o seu controlo, nos termos do artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87, quanto à compatibilidade das medidas de transposição adoptadas pelo Estado Membro com os referidos critérios. Assim, as orientações são abrangidas pela categoria das normas, que, enquanto tais, não têm, em princípio, um efeito vinculativo autónomo em relação a terceiros e de que a Comissão faz uma ampla utilização no âmbito da sua prática administrativa para estruturar e tornar mais transparente o exercício do seu poder discricionário e de supervisão.

111. A este respeito, há que recordar a jurisprudência segundo a qual, ao adoptar regras de conduta administrativa destinadas a produzir efeitos externos e ao anunciar, através da sua publicação, que as aplicará no futuro aos casos a que essas regras dizem respeito, a instituição em causa autolimita-se no exercício do seu poder de apreciação e não pode renunciar a essas regras, sob pena de poder ser sancionada, eventualmente, por violação dos princípios gerais do direito, tais como os princípios da igualdade de tratamento, da segurança jurídica ou da protecção da confiança legítima. Por conseguinte, não se pode excluir que, sob determinadas condições e em função do seu conteúdo, tais regras de conduta que tenham um alcance geral possam produzir efeitos jurídicos e que, nomeadamente, a administração não pode deixar de lhes dar cumprimento, num caso particular, a não ser que apresente razões compatíveis com o princípio da igualdade de tratamento (v., relativamente às orientações da Comissão para o cálculo das coimas em matéria de concorrência, acórdão do Tribunal de Justiça de 28 de Junho de 2005, *Dansk Rørindustri e o./Comissão*, C 189/02 P, C 202/02 P, C 205/02 P, C 208/02 P e C 213/02 P, *Colect.*, p. I 5425, n.os 209 a 211; v. igualmente, relativamente às orientações adoptadas pela Comissão em matéria de auxílios de Estado, acórdão do Tribunal de Primeira Instância de 30 de Abril de 1998, *Cityflyer Express/Comissão*, T 16/96, *Colect.*, p. II 757, n.º 57), desde que essa abordagem não seja contrária a outras normas hierarquicamente superiores de direito comunitário. Mais especificamente nos domínios da agricultura, da saúde e do ambiente, o Tribunal reconheceu que as instituições comunitárias podem impor a si próprias orientações relativas ao exercício dos seus poderes de apreciação por actos não previstos no artigo 249.º CE, nomeadamente através de comunicações, na medida em que estes actos contenham regras indicativas sobre a orientação a seguir por essas instituições e que não se afastem das normas do Tratado (v. acórdãos *Pfizer Animal Health/Conselho*, referido no n.º 81, *supra*, n.º 119, e *Alpharma/Conselho*, referido no n.º 81, *supra*, n.º 140, e jurisprudência aí referida).

112. Por conseguinte, no âmbito do exercício do seu poder de controlo nos termos do artigo 9.º da Directiva 2003/87, a Comissão autolimitou-se através das suas orientações de tal modo que não pode deixar de lhes dar cumprimento, sob pena de eventualmente violar determinados princípios gerais de direito comunitário, como os princípios da igualdade de tratamento, da protecção da confiança legítima e da segurança jurídica. Assim, as orientações da Comissão são-lhe oponíveis, em particular pelos Estados Membros seus destinatários, sempre que adopte medidas que as contrariem.

– ii) Quanto à interpretação do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87 à luz das orientações da Comissão

113. O Tribunal recorda que, no que diz respeito ao critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87, a Comissão se pronunciou, nos n.os 97 a 100 das suas orientações, do seguinte modo:

«97. Este critério garante a transparência dos [PNA] pois implica a indicação das quantidades de licenças atribuídas por instalação, que, desta forma, é visível para o público em geral, quando da apresentação dos planos à Comissão e aos outros Estados Membros

[...]

98. Este critério será considerado preenchido se os Estados Membros respeitarem a sua obrigação de enumerar todas as instalações abrangidas pela [Directiva 2003/87] [...]

[...]

100. Os Estados Membros têm de indicar a quantidade total de licenças que tencionam atribuir a cada instalação e a quantidade de licenças emitida anualmente para cada instalação em conformidade com o n.º 4 do artigo 11.º [da Directiva 2003/87] [...]

114. O Tribunal considera que o n.º 97 das orientações da Comissão reflecte a mesma ratio legis que a que pressupõe a justificação dada pela comissão parlamentar que propôs a inclusão do critério n.º 10 na Directiva 2003/87 (v. n.º 98, supra). Com efeito, essa justificação pretende, no essencial, garantir ao público e às autoridades envolvidas na gestão do regime de comércio de licenças, a transparência, no PNA, relativamente à quantidade de licenças atribuídas por instalação. De igual modo, a expressão «este critério será considerado preenchido», utilizada no n.º 98 das orientações da Comissão, indica que foi a própria Comissão que quis explicar que o alcance da obrigação contida no critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87 se limitava a uma obrigação formal de notificação de «todas as instalações abrangidas pela [Directiva 2003/87]». Por outro lado, o n.º 100 das orientações da Comissão limita-se a exigir, à semelhança da formulação do critério n.º 10, que os Estados Membros «[indiquem] a quantidade total de licenças que tencionam atribuir a cada instalação». A formulação escolhida para expressar a margem de manobra de que dispõem os Estados Membros para a atribuição das licenças («tencionam atribuir») em nada difere, portanto, da que consta do critério n.º 10 («se pretende atribuir»), nem da utilizada nas outras disposições pertinentes da Directiva 2003/87 (v. n.os 101 a 106, supra).

115. O Tribunal conclui que, nas suas orientações, a Comissão não fornece nenhum esclarecimento suplementar em relação à redacção das disposições pertinentes da Directiva 2003/87 no que diz respeito ao alcance do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87, esclarecimento esse que poderia sustentar a procedência da sua interpretação segundo a qual as medidas de ajustamento ex post em causa são contrárias ao referido critério. As orientações da Comissão também não contêm quaisquer indícios de solução no que respeita à questão de saber se o Estado Membro pode alterar a atribuição individual das licenças depois da adopção do seu PNA ou da decisão de atribuição nos termos do artigo 11.º, n.º 1, da Directiva 2003/87.

116. Todavia, dado que as orientações da Comissão devem supostamente concretizar a sua prática administrativa e o seu controlo, bem como descrever o alcance da margem de manobra de que o Estado Membro dispõe na transposição dos critérios previstos no anexo III da Directiva 2003/87, a Comissão deve elaborar as referidas orientações, especialmente no que diz respeito aos seus aspectos essenciais, com a maior clareza e precisão possíveis. Tanto mais que o poder de controlo e de rejeição dos PNA, exercido pela Comissão nos termos do artigo 9.º n.º 3, da Directiva 2003/87, é muito circunscrito, limitando-se à análise da compatibilidade dos PNA somente com os critérios do anexo III e com as disposições do artigo 10.º da Directiva 2003/87. Consequentemente, não inexistindo qualquer referência nas orientações da Comissão à questão da legalidade dos ajustamentos ex post em baixa do número de licenças atribuídas individualmente e da margem de manobra do Estado Membro neste âmbito, a Comissão não pode invocar validamente contra o Estado Membro a proibição dos referidos ajustamentos, sob pena de violar os princípios da segurança jurídica e da protecção da confiança legítima, sendo pelo contrário o Estado Membro que pode invocar contra ela esta omissão de referência, a menos que isso seja contrário a outras disposições de direito comunitário, nomeadamente disposições de direito comunitário hierarquicamente superiores.

– iii) Quanto ao alcance da Comunicação da Comissão de 7 de Julho de 2004

117. O Tribunal acrescenta que a Comunicação da Comissão de 7 de Julho de 2004, que reitera e completa os fundamentos da decisão impugnada adoptada no mesmo dia, nomeadamente as razões pelas quais a Comissão considera os ajustamentos ex post em causa incompatíveis com o critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87, não é susceptível de alterar a interpretação das orientações da Comissão que consta dos n.os 114 e 116, supra. A referida comunicação constitui, é certo, um elemento importante que faz parte do contexto imediato em que a decisão impugnada foi adoptada e, portanto, um complemento da fundamentação da referida decisão, que o juiz comunitário deve levar em conta quando procede à fiscalização da legalidade (v., neste sentido, acórdão do Tribunal de Primeira Instância de 8 de Julho de 2003, *Verband der freien Rohrwerke e o./Comissão*, T 374/00, *Colect.*, p. II 2275, n.os 122 a 124). Todavia, esta comunicação não é nem anterior à elaboração do PNA alemão, o que poderia ter ajudado a República Federal da Alemanha a dar cumprimento aos critérios do anexo III, nem baseada no artigo 9.º, n.º 1, primeiro parágrafo, último período, da Directiva 2003/87 e, por conseguinte, não é susceptível de alterar o alcance das orientações da Comissão elaboradas por aplicação dessa disposição.

Conclusão sobre a interpretação contextual do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87

118. Atendendo a todas as considerações precedentes, o Tribunal conclui que uma interpretação contextual do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87 à luz das outras disposições dessa directiva e das orientações da Comissão não é susceptível de dar uma resposta clara e precisa à questão de saber se o Estado Membro dispõe ou não, depois da aprovação do seu PNA pela Comissão e da adopção da decisão de atribuição, da possibilidade de ajustar em baixa a atribuição individual das licenças de emissão às instalações.

e) Quanto à interpretação teleológica do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87

Observação preliminar

119. No que respeita à interpretação teleológica do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87, há que fazer referência, especialmente, aos objectivos e à economia geral desta directiva, para cujo cumprimento e funcionamento os critérios do anexo III devem contribuir. Neste contexto, importa questionar, nomeadamente, se a realização efectiva dos objectivos da referida directiva e, portanto, o efeito útil das disposições pertinentes que se destinam a atingir esses objectivos, entre os quais constam os critérios previstos no anexo III, se opõem ao reconhecimento da legalidade dos ajustamentos ex post em baixa das licenças atribuídas (v. n.os 93 a 118, supra).

120. Assim, há que começar por definir o alcance dos objectivos da Directiva 2003/87 cuja realização seria eventualmente dificultada pelo reconhecimento da legalidade dos ajustamentos ex post em causa.

Quanto aos objectivos da Directiva 2003/87

121. Segundo o artigo 1.º da Directiva 2003/87, o objectivo principal da mesma consiste em «cria[r] um regime de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa na Comunidade [...] a fim de promover a redução das emissões de gases com efeito de estufa em condições que ofereçam uma boa relação custo eficácia e sejam economicamente eficientes». A este respeito, o critério n.º 1 in fine do anexo III da referida directiva dispõe que a quantidade total de licenças a atribuir para o período considerado «não deverá ser superior à quantidade que será provavelmente necessária para efeitos de aplicação estrita dos critérios enunciados no presente anexo» e que «[a]té 2008, a quantidade deve ser consentânea com as orientações visando a consecução ou a superação do objectivo

correspondente a cada Estado Membro, por força do disposto na Decisão 2002/358 [...] e no Protocolo de Quioto». De igual modo, o quarto considerando da Directiva 2003/87 menciona os compromissos assumidos pela Comunidade e pelos Estados Membros para reduzirem as suas emissões antropogénicas agregadas de gases com efeito de estufa em conformidade com o Protocolo de Quioto.

122. O quinto considerando da Directiva 2003/87 esclarece que «[a] presente directiva [se] destina [...] a contribuir para o cumprimento mais eficaz dos compromissos da União Europeia e dos seus Estados Membros, através da implementação de um mercado europeu de licenças de emissão de gases com efeito de estufa que seja eficiente e apresente a menor redução possível do desenvolvimento económico e do emprego». Além disso, o sétimo considerando enuncia a necessidade, «[a] fim de preservar a integridade do mercado interno e evitar distorções da concorrência, [de] criar disposições comunitárias relativas à atribuição de licenças de emissão pelos Estados Membros».

123. O vigésimo considerando salienta que «[a] presente directiva deve promover a utilização de tecnologias com maior eficiência energética, incluindo a tecnologia da cogeração, que gera menos emissões por unidade produzida». Além disso, o vigésimo quinto considerando dispõe que «[a] fim de se obterem importantes reduções das emissões, deverão ser aplicadas, tanto a nível nacional como comunitário, políticas e medidas que abranjam [...] todos os sectores económicos da União Europeia».

124. Conclui-se que o objectivo principal expressamente mencionado da Directiva 2003/87 é o de reduzir, de modo substancial, as emissões de gases com efeito de estufa para que possam ser cumpridos os compromissos assumidos pela Comunidade e pelos Estados Membros no âmbito do Protocolo de Quioto. Este objectivo deve ser levado a cabo com observância de uma série de «sub objectivos» e através do recurso a determinados instrumentos. O instrumento principal para este efeito é constituído pelo sistema comunitário de comercialização de direitos de emissão de gases com efeito de estufa (artigo 1.º e segundo considerando da Directiva 2003/87), cujo funcionamento é determinado por certos «sub objectivos», concretamente, a manutenção de condições que ofereçam uma boa relação custo eficácia e sejam economicamente eficientes, a preservação do desenvolvimento económico e do emprego, bem como a integridade do mercado interno e das condições de concorrência (artigo 1.º e quinto e sétimo considerandos da directiva). A Directiva 2003/87 incentiva, por outro lado, a utilização de um tipo específico de instrumento, concretamente, a utilização de tecnologias com maior eficiência energética que gerem menos emissões por unidade produzida (vigésimo considerando da referida directiva).

125. Além disso, há que esclarecer que o critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87, que faz referência à atribuição de licenças às instalações enumeradas no PNA, constitui precisamente uma disposição comunitária relativa à atribuição de licenças pelos Estados Membros na acepção do sétimo considerando da referida directiva, tendo, assim, por objectivo «preservar a integridade do mercado interno e evitar distorções da concorrência». Consequentemente, no âmbito da interpretação teleológica do critério n.º 10 e, portanto, do controlo da legalidade da decisão impugnada, os «sub objectivos» da preservação da integridade do mercado interno e das condições de concorrência revestem-se de especial importância.

126. Assim, é à luz destes «sub objectivos» que importa proceder a uma interpretação teleológica do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87.

Quanto à interpretação do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87 à luz dos objectivos desta directiva

– i) Principais argumentos das partes

127. A este respeito, e no âmbito dos seus argumentos relativos ao critério n.º 5, a Comissão alega que os ajustamentos ex post afectam o incentivo dos operadores a actuarem

em conformidade com os objectivos da Directiva 2003/87 e a reduzirem, de uma vez por todas, as suas taxas de emissão. Invoca, no essencial, para sustentar a sua tese, que essa redução de emissões pode ser atingida, ao critério dos operadores, quer através de investimentos em tecnologias com maior eficiência energética que gerem menos emissões por unidade produzida, quer simplesmente através da redução da produção, o que conduziria a uma redução proporcional de emissões. Em contrapartida, os ajustamentos ex post criam uma incerteza, dissuadindo mesmo os operadores de investir, o que tem por consequência que os melhoramentos das técnicas de produção e as diminuições de produção sejam menos significativos do que se não fossem feitos ajustamentos.

128. A recorrente objecta que um mecanismo de ajustamentos ex post, que dissuade os operadores de efectuarem sobreavaliações das suas necessidades de licenças e, portanto, que evita a «sobreatribuição de licenças», é uma condição sine qua non para atingir os objectivos da Directiva 2003/87, ou seja, a redução substancial das emissões de gases com efeito de estufa em condições que ofereçam uma boa relação custo eficácia e sejam economicamente eficientes. O facto de a aplicação dos ajustamentos ex post estar ligada às diferenças verificadas entre a produção efectiva e a produção anunciada, e não à redução das taxas de emissão, tem precisamente por consequência fazer com que as decisões económicas do operador quanto à compra ou à venda de licenças dependam da eficiência da sua instalação. Assim, nem o incentivo dos operadores a reduzir as suas emissões nem a segurança dos investimentos efectuados para esse efeito são afectados pelos ajustamentos ex post, muito pelo contrário.

– ii) Quanto aos critérios de análise pertinentes

129. Para efeitos da interpretação teleológica do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87 e da sua aplicação aos ajustamentos ex post em causa, importa levar em conta, nomeadamente, como critérios de análise pertinentes, em primeiro lugar, a relação existente entre o volume de produção e a taxa de emissão à luz do objectivo de redução das emissões; em segundo lugar, a relação existente entre esse objectivo e o objectivo de manutenção de condições que ofereçam uma boa relação custo eficácia e sejam economicamente eficientes (artigo 1.º da Directiva 2003/87); em terceiro lugar, o objectivo de redução de emissões através do melhoramento das tecnologias (vigésimo considerando da referida directiva); e, em quarto lugar, o objectivo de preservação do mercado interno e de manutenção das condições de concorrência (sétimo considerando da referida directiva).

– Quanto à relação existente entre o volume de produção e a taxa de emissão à luz do objectivo de redução de emissões

130. A título preliminar, há que mencionar que é ponto assente entre as partes que os ajustamentos ex post em causa estão relacionados, principalmente, com alterações do volume de produção, ou seja, com a alteração do número de unidades produzidas, e não com a alteração da taxa de emissão de uma instalação. Como explicou a recorrente em resposta a uma pergunta escrita do Tribunal, e sem que a Comissão o tivesse contestado, o mesmo acontece com a regra designada de «encerramento de facto» prevista no PNA alemão (v. n.º 31, primeiro travessão, supra), tal como foi transposta para o § 7, n.º 9, primeiro período, da lei da atribuição de licenças, cuja aplicação depende, quanto à substância, de uma redução do volume de produção, sendo a redução de emissões da instalação a uma taxa inferior a 10% ou a 60% da média anual de emissão durante o período de referência unicamente relevante para dar origem a um exame específico por parte da administração nesta matéria.

131. Tendo em conta os elementos invocados pela Comissão na decisão impugnada, basta assim verificar, no âmbito da interpretação teleológica do critério n.º 10 do anexo

III da Directiva 2003/87, se este critério se opõe a medidas de ajustamento ex post das licenças atribuídas que estão relacionadas com uma diminuição do volume de produção.

132. Importa referir que, como explicou a Comissão em resposta a uma pergunta escrita do Tribunal, no caso de redução do volume de produção, as emissões da instalação diminuem e, por conseguinte, o operador passa a dispor de licenças que pode colocar no mercado de licenças ou conservar enquanto não tiverem de ser restituídas e anuladas. Em contrapartida, neste caso, a taxa de emissão não diminui por unidade produzida mas apenas em termos absolutos e proporcionalmente à redução do volume de produção. Daqui decorre igualmente que, na sequência dessa diminuição de produção, a taxa de emissão global dos sectores industriais abrangidos pelo anexo I da Directiva 2003/87 não diminui necessariamente, uma vez que as licenças liberadas podem ser utilizadas posteriormente quer pelo próprio operador quer por outros operadores que as tenham comprado no mercado de licenças. Assim, embora a redução do volume de produção represente um meio indispensável para abastecer o mercado de licenças de emissão, ela não garante, por si só, a realização do objectivo principal e último da Directiva 2003/87, que é o de reduzir substancialmente a totalidade das emissões de gases com efeito de estufa na Comunidade.

133. Todavia, como alega a Comissão, quando o operador está consciente de que a diminuição de produção que divirja das suas próprias previsões será penalizada através da aplicação de ajustamentos ex post, o seu incentivo a reduzir a produção com o objectivo de liberar licenças é afectado, ou mesmo suprimido, mesmo no caso de se verificar um aumento da procura no mercado de licenças, proveniente de outros operadores que pretendam obter licenças suplementares. Admitindo que o bom funcionamento do regime de comércio de licenças envolva a possibilidade de satisfazer essa procura, parece importante preservar a livre escolha do operador de diminuir o seu volume de produção e de colocar no mercado as licenças assim liberadas de modo a poder responder, a curto prazo, a esse aumento da procura proveniente de outros operadores. Por último, embora seja pouco provável que os ajustamentos ex post, cuja aplicação pressupõe uma diminuição muito substancial da produção, como no caso do «encerramento de facto» (v. n.º 31, supra, primeiro travessão), afectem sensivelmente o incentivo a diminuições ocasionais e limitadas do volume de produção em reacção às variações da procura no mercado de licenças, o mesmo não acontece com os ajustamentos ex post já aplicáveis no caso de uma diminuição relativamente baixa da produção, como é o caso das instalações em serviço desde 2003 e dos novos operadores (v. n.º 31, supra, terceiro e quarto travessões).

134. Por conseguinte, a Comissão demonstrou que alguns dos ajustamentos ex post em causa, na medida em que dissuadem os operadores de diminuir o volume de produção das suas instalações, são susceptíveis de prejudicar a realização do objectivo do funcionamento em condições que ofereçam uma boa relação custo eficácia do mercado de troca na acepção do artigo 1.º e do quinto considerando da Directiva 2003/87. No entanto, a Comissão não carregou elementos susceptíveis de demonstrar que os referidos ajustamentos prejudicam o objectivo principal da Directiva 2003/87, ou seja, a redução da totalidade das emissões de gases com efeito de estufa nos termos dessa disposição.

135. Consequentemente, há que verificar se os ajustamentos ex post em causa são compatíveis com os «sub objectivos» da Directiva 2003/87 acima referido nos n.os 124 a 126, com os quais deve ser conciliado o objectivo principal de redução das totalidade das emissões de gases com efeito de estufa.

– Quanto à conciliação do objectivo de redução de emissões com o objectivo de manutenção de condições que ofereçam uma boa relação custo eficácia e sejam economicamente eficientes

136. Em conformidade com o seu artigo 1.º, a Directiva 2003/87 destina-se a promover o objectivo de redução de emissões através de um regime de comércio de licenças e em condições que ofereçam uma boa relação custo-eficácia e sejam economicamente eficientes. Como admitiu a Comissão na audiência, os critérios da boa relação custo-eficácia e da eficiência económica não se aplicam apenas ao funcionamento do mercado de licenças enquanto tal, mas também aos sectores de actividade previstos no anexo I da Directiva 2003/87, que estão sujeitos ao objectivo de redução das emissões, como o sector da produção de aço ou o sector da energia. Este contraste é confirmado, pelo menos indirectamente, por um lado, pelo quinto considerando in fine da Directiva 2003/87, segundo o qual o mercado de licenças de emissão deve apresentar a menor redução possível do desenvolvimento económico e do emprego e, por outro, pelo sétimo considerando da referida directiva, que exige a adopção de disposições comunitárias relativas à atribuição de licenças pelos Estados Membros a fim de preservar a integridade do mercado interno e evitar distorções da concorrência.

137. A este respeito, cabe recordar que, embora uma diminuição do volume de produção possa permitir abastecer o mercado de licenças de emissão, não se traduz necessariamente numa redução da taxa de emissão global (v. n.º 132, supra). Além disso, essa diminuição do volume de produção pode conduzir a um sub-abastecimento do mercado dos bens em causa, na medida em que a produção deixa de ser suficiente para satisfazer a procura nesses mercados, situação que pode ocorrer, nomeadamente, no caso de se verificar um défice estrutural da oferta de licenças no mercado e de serem praticados preços das licenças que excedam amplamente o benefício que o operador poderia obter através do escoamento dos bens produzidos esgotando as licenças à sua disposição. Apesar de esta situação resultar da lógica económica do mercado de licenças, parece dificilmente conciliável com o objectivo de manutenção de condições que ofereçam uma boa relação custo-eficácia e sejam economicamente eficientes relativamente aos sectores de actividade e aos mercados dos bens em causa, tais como previstos no anexo I da Directiva 2003/87. Assim, ao contrário da posição da Comissão, tendo em conta os efeitos positivos que têm no funcionamento dos mercados dos bens em causa, os ajustamentos ex post não podem ser considerados contrários ao objectivo previsto no artigo 1.º da Directiva 2003/87 na medida em que dissuadem os operadores de diminuir o seu volume de produção.

138. Por conseguinte, a Comissão não demonstrou que o efeito dissuasivo dos ajustamentos ex post relacionados com as diminuições do volume de produção é contrário ao objectivo de manutenção de condições que ofereçam uma boa relação custo-eficácia e sejam economicamente eficientes no que diz respeito aos sectores de actividades e aos mercados dos bens em causa abrangidos pelo anexo I da Directiva 2003/87.

– Quanto ao objectivo de redução de emissões através de melhoramentos tecnológicos

139. Há igualmente que verificar se os ajustamentos ex post em causa são compatíveis com o «sub-objectivo» previsto no vigésimo considerando da Directiva 2003/87, segundo o qual a referida directiva «deve promover a utilização de tecnologias com maior eficiência energética [...], que ger[em] menos emissões por unidade produzida». A este respeito, o Tribunal considera que não assistiu razão à Comissão quando afirmou, na audiência, que o referido considerando se limitava a «constatar» um efeito desejável e futuro da aplicação da Directiva 2003/87 e que, de qualquer forma, se tratava apenas de um «objectivo subordinado». Com efeito, apesar de o referido considerando ter uma formulação orientada para o futuro («deve promover») e correspondente à constatação de um facto, não é menos verdade que a utilização de novas tecnologias de produção ecologicamente mais eficientes, na medida em que reduzem as emissões por unidade produzida, é susceptível, por um lado, de contribuir, de modo substancial, para o objectivo principal de redução de emissões, e,

por outro, de preservar condições que ofereçam uma boa relação custo eficácia e sejam economicamente eficientes, tanto no mercado de licenças como nos mercados dos bens em causa, uma vez que não implica uma redução do volume de produção eventualmente prejudicial ao seu bom funcionamento (v. n.º 137, supra). Isto demonstra igualmente que o investimento em tecnologias com maior eficiência energética é um instrumento pelo menos equivalente, se não superior, ao da diminuição do volume de produção, para efeitos da conciliação do objectivo de redução substancial das emissões e do da preservação de condições que ofereçam uma boa relação custo eficácia e sejam economicamente eficientes tanto no mercado de licenças como no mercado dos bens em causa.

140. Acresce que, embora seja verdade que os ajustamentos ex post em causa são susceptíveis de dissuadir os operadores de diminuir o volume da sua produção para reduzir as emissões, não prejudicam, ao contrário da opinião da Comissão, o objectivo que consiste em incentivar os operadores a investir no desenvolvimento de tecnologias com maior eficiência energética, nem a segurança desses investimentos. Pelo contrário, na medida em que os ajustamentos ex post em causa dissuadem os operadores de diminuir a sua produção em contradição com as suas próprias previsões, esses ajustamentos são susceptíveis, tendo em conta a quantidade limitada de licenças de emissão disponíveis, de reforçar o incentivo a reduzir as emissões através de investimentos no melhoramento da eficiência energética da tecnologia de produção.

141. A esse título, a Comissão não pode invocar validamente que os ajustamentos ex post em causa não são susceptíveis de promover o objectivo de redução de emissões, uma vez que as licenças liberadas não são imediatamente suprimidas, mas sim transferidas para a reserva onde se mantêm acessíveis aos novos operadores, com a consequência de que o número total de licenças disponíveis se mantém inalterado. Por um lado, esta alegação não leva em conta o facto de que o resultado não seria necessariamente diferente no caso de as licenças serem liberadas na sequência de uma diminuição do volume de produção para permitir a venda de licenças de emissão não utilizadas (v. n.º 132, supra). Por outro, é precisamente neste último caso que o incentivo a investir no desenvolvimento de uma tecnologia mais eficiente se encontra, no mínimo, enfraquecido, uma vez que se abre outra via aos operadores, mais económica a curto prazo, para reduzirem as suas emissões. Consequentemente, o argumento da Comissão de que os ajustamentos ex post são neutros, ou mesmo prejudiciais, do ponto de vista da protecção do ambiente, não procede. Além disso, a Comissão parece contradizer as suas próprias afirmações formuladas nesta matéria na sua Comunicação de 7 de Julho de 2004 (p. 8), onde é referido que os ajustamentos ex post em baixa «poderiam considerar se benéfico[s] em termos ambientais». Há, no entanto, que esclarecer que o efeito positivo dos ajustamentos ex post em relação ao objectivo de redução substancial das emissões é claramente mais importante no caso em que as licenças retiradas, em vez de serem transferidas para a reserva, são objecto de anulação imediata.

142. Por conseguinte, contrariamente às afirmações da Comissão, os ajustamentos ex post em causa não contrariam o objectivo de redução de emissões através do investimento em tecnologias com maior eficiência energética, na acepção do vigésimo considerando da Directiva 2003/87.

– Quanto ao objectivo de preservação da integridade do mercado interno e de manutenção das condições de concorrência

143. Por outro lado, o Tribunal considera necessário analisar a questão de saber se os ajustamentos ex post em causa contribuem ou não para preservar a integridade do mercado interno e para evitar distorções da concorrência, na acepção do sétimo considerando da Directiva 2003/87, objectivos que têm especial importância no âmbito da interpretação do critério n.º 10 da referida directiva (v. n.º 125, supra).

144. Como observa a recorrente, existe uma tendência natural dos operadores para quererem obter o máximo de licenças, o que faz com que sintam um incentivo significativo a sobreavaliar – ainda que por mera negligência – a sua necessidade de licenças de emissão. Daqui decorre um risco de «sobreatribuição de licenças» em benefício de determinados operadores, nomeadamente aqueles relativamente aos quais é difícil ou mesmo impossível a verificação objectiva com base em dados de produção históricos (v. n.º 31, terceiro e quarto travessões, supra). A este respeito, o Tribunal considera que, com excepção do seu postulado geral quanto à necessidade de determinar antecipadamente o número de licenças, a Comissão não invoca nenhum argumento concreto para impugnar o argumento da recorrente segundo o qual os ajustamentos ex post contribuem precisamente para a manutenção e para o restabelecimento das condições de concorrência ao evitar que determinados operadores obtenham, através de uma «sobreatribuição de licenças», vantagens injustificadas em relação a outros operadores.

145. Além disso, há que esclarecer que a própria Comissão parece partir do princípio, tal como foi evocado no seu ofício dirigido aos Estados Membros, em 17 de Março de 2004, relativo à aplicação das normas comunitárias em matéria de auxílios aos PNA, segundo o qual essas «sobreatribuições de licenças» são susceptíveis de violar o artigo 87.º, n.º 1, CE e de falsear ou ameaçar falsear seriamente o jogo da concorrência. Nestas condições, a alegação, muito pouco circunstanciada, da Comissão, de que o regime de comércio de licenças assenta em previsões e envolve mecanismos de auto correcção que garantem a igualdade de oportunidades dos operadores, o que excluiria a priori distorções de concorrência, não é compreensível e, portanto, não pode ser acolhida.

146. De igual modo, a Comissão não invocou, nem no âmbito do procedimento administrativo, nem na decisão impugnada, nem na Comunicação de 7 de Julho de 2004, nem sequer no âmbito da fase escrita da tramitação do presente processo, elementos suficientes para pôr em causa a legalidade dos ajustamentos ex post em causa em relação ao objectivo de preservação da integridade do mercado interno. Como a própria Comissão admite, as suas observações, invocadas apenas na fase da audiência, em resposta a uma pergunta específica do Tribunal nessa matéria, quanto a uma restrição inadmissível do livre comércio intracomunitário das licenças de emissão – devido ao facto de terem sido retiradas licenças do mercado que foram transferidas para a reserva unicamente acessível aos operadores de instalações situadas em território alemão – não têm qualquer eco na fundamentação da decisão impugnada, nem nos elementos dos autos relativos ao desenrolar do procedimento administrativo. De qualquer forma, o Tribunal considera que as referências muito genéricas, feitas no n.º 2 da resposta, à possibilidade de transferir, nos termos do artigo 12.º, n.º 1, da Directiva 2003/87, as licenças de emissão para o interior da Comunidade, bem como, nos n.os 5 e 6 da tréplica, à necessidade de salvaguardar a eficácia do regime de comércio de licenças, não podem ser qualificadas de impugnações suficientes. O Tribunal refere, no entanto, que a esta apreciação é feita sem prejuízo da eventual análise dos ajustamentos ex post em causa à luz das liberdades fundamentais consagradas no Tratado, especialmente à luz da livre circulação de mercadorias e da liberdade de estabelecimento, nos termos dos artigos 28.º CE e 43.º CE, análise que foi completamente omitida tanto na decisão impugnada como na Comunicação da Comissão de 7 de Julho de 2004. Ora, tendo em conta a inexistência de fundamentos de defesa claros e precisos da Comissão a este título e a necessidade de respeitar a repartição de funções e o equilíbrio institucional entre os poderes administrativo e judicial, o Tribunal não pode substituir-se à Comissão, no caso em apreço, relativamente à verificação, na fase administrativa, da conformidade das normas pertinentes do PNA alemão com as liberdades fundamentais do Tratado.

147. O Tribunal conclui que a Comissão não fez prova bastante de que os ajustamentos ex post em causa são contrários aos objectivos de preservação da integridade do mercado interno e de manutenção das condições de concorrência.

Conclusão sobre a interpretação teleológica do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87

148. Tendo em conta todas as considerações precedentes, o Tribunal considera que a Comissão aplicou erradamente o critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87, interpretado à luz dos objectivos desta directiva, nomeadamente dos formulados no seu sétimo considerando, na medida em que qualificou os ajustamentos ex post em causa de medidas contrárias ao sistema e à economia geral da referida directiva. A este respeito, o simples facto de os ajustamentos ex post em causa serem susceptíveis de dissuadir os operadores de diminuir o seu volume de produção e, conseqüentemente, as suas taxas de emissão, não é suficiente para pôr em causa a sua legalidade em relação a todos os objectivos da Directiva 2003/87. Além disso, resulta do efeito de auto limitação criado pelas orientações da Comissão que esta tem de aceitar que a recorrente lhe oponha a falta de clareza e de precisão das referidas orientações quanto a uma eventual proibição dos ajustamentos ex post em causa relativamente aos objectivos da referida directiva (v. n.os 112 e 116, supra).

f) Conclusão sobre a legalidade da decisão impugnada à luz do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87

149. Assim, há que concluir, à luz de uma interpretação literal, histórica, contextual e teleológica, que a Comissão não demonstrou que o critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87 reduzia a margem de manobra do Estado Membro quanto às formas e aos meios de transposição da referida directiva para o direito nacional no sentido de que proíbe a aplicação dos ajustamentos ex post em causa. Por conseguinte, a este respeito, a decisão impugnada está viciada por um erro de direito.

150. Conseqüentemente, a Comissão cometeu um erro de direito na aplicação do critério n.º 10 do anexo III da Directiva 2003/87 e a primeira parte do primeiro fundamento da recorrente deve ser acolhida.

3. Quanto à legalidade da decisão impugnada à luz do critério n.º 5 do anexo III da Directiva 2003/87

a) Generalidades

151. No quarto considerando da decisão impugnada, a Comissão considera, no essencial, que os ajustamentos ex post relativos ao número de licenças atribuídas aos novos operadores são contrários ao critério n.º 5 do anexo III da Directiva 2003/87, uma vez que os novos operadores são beneficiados, de modo injustificado, em relação aos operadores de instalações já abrangidos pelo PNA alemão e que não beneficiam de tais ajustamentos. Do mesmo modo, na sua Comunicação de 7 de Julho de 2004, a Comissão esclarece que «[a] intenção da [recorrente] de [...] ajustar as licenças atribuídas aos novos operadores é contrária ao critério [n.º] 5, que exige uma prática não discriminatória conforme ao Tratado, dado que esses ajustamentos ulteriores constituiriam uma discriminação dos novos operadores em relação aos operadores das outras instalações, cujas atribuições não podem, nos termos da [Directiva 2003/87], ser objecto de qualquer ajustamento ulterior».

152. Importa recordar, a este respeito, a letra do critério n.º 5 do anexo III da Directiva 2003/87, segundo o qual, «[em] conformidade com os requisitos do Tratado, em especial com os artigos 87.º [CE] e 88.º [CE], o [PNA] não deve estabelecer discriminações entre empresas ou sectores que sejam susceptíveis de favorecer indevidamente determinadas empresas ou actividades». Quanto à proibição de discriminação, o n.º 51 das orientações da Comissão, relativo ao critério n.º 6, que se refere especificamente aos novos opera-

dores, esclarece, além disso, que o princípio da igualdade de tratamento é o princípio orientador relativamente ao acesso dos novos operadores às licenças. Por último, o n.º 61 das referidas orientações refere que, «[p]ara respeitar o princípio da igualdade de tratamento, a metodologia utilizada por um Estado Membro para atribuir licenças aos novos operadores deve, na medida do possível, ser a mesma que a utilizada para instalações existentes comparáveis», ao mesmo tempo que se reconhece que «[c]ontudo, podem ser feitas adaptações por razões justificadas».

153. Resulta do que precede que a Comissão considera, com razão, que o critério n.º 5, cuja letra faz expressamente referência ao conceito de discriminação, constitui uma aplicação do princípio geral da igualdade de tratamento no âmbito da aplicação, pelos Estados Membros, da Directiva 2003/87 e, mais especificamente, no âmbito da atribuição das licenças efectuada com base nos PNA. Além disso, também assiste razão à Comissão quando, nas suas orientações, se refere aos requisitos de aplicação do princípio da igualdade de tratamento conforme reconhecidos pela jurisprudência, ou seja, nomeadamente a necessidade de efectuar uma comparação das situações das pessoas em causa (situações «comparáveis») e a possibilidade de justificar objectivamente uma discriminação («adaptações por razões justificadas»). Com efeito, segundo esta jurisprudência, o referido princípio exige que situações comparáveis não sejam tratadas de maneira diferente e que situações diferentes não sejam tratadas de maneira igual, a não ser que tal tratamento seja objectivamente justificado (v. acórdão do Tribunal de Justiça de 12 de Julho de 2005, *Alliance for Natural Health e o.*, C 154/04 e C 155/04, *Colect.*, p. I 6451, n.º 115 e jurisprudência aí referida).

b) Quanto à comparação das situações respectivas dos operadores envolvidos

154. Para determinar se a Comissão aplicou correctamente o princípio da igualdade de tratamento ao caso em apreço, há que começar por analisar a questão de saber se verificou devidamente se os novos operadores se encontram ou não numa situação análoga à de outros operadores de instalações quanto à aplicação dos ajustamentos ex post.

155. A este respeito, há que recordar que, contrariamente ao que parece considerar a Comissão, o PNA alemão prevê a aplicação de ajustamentos ex post não só para os novos operadores mas também para certos operadores de instalações já existentes no mercado e abrangidos pelo PNA alemão.

156. Com efeito, por um lado, o PNA alemão permite a aplicação de ajustamentos ex post para todos os operadores no caso de uma redução substancial da produção ou de um «encerramento de facto» (v. n.º 31, primeiro travessão, e n.º 89, supra). Assim, a este respeito, sem ter verificado a existência de uma situação distinta ou análoga desses diferentes operadores, que estão igualmente sujeitos às regras de ajustamento ex post, a Comissão não podia validamente alegar, de um modo tão genérico, que o PNA alemão prevê um tratamento desigual de outros operadores em relação aos novos operadores.

157. Por outro lado, o PNA alemão prevê a aplicação de ajustamentos ex post semelhantes aos aplicáveis aos novos operadores no caso específico das instalações cuja exploração teve início em 2003 ou em 2004 (v. n.º 31, terceiro travessão, e n.º 88, supra). Isto é confirmado pela lei da atribuição de licenças, que estabelece mecanismos de revogação idênticos para os novos operadores e para os operadores que iniciaram a sua produção depois de 2002 (v. § 8, n.º 4, da lei da atribuição de licenças, por um lado, e o respectivo § 11, n.º 5, conjugado com o § 8, n.º 4, por outro). Importa referir, a este respeito, que, à semelhança da explicação dada para os ajustamentos ex post aplicáveis aos novos operadores, a recorrente justifica a aplicação dos ajustamentos relativos às instalações cuja exploração teve início em 2003 ou em 2004 essencialmente pelo risco de «sobreatribuição de licenças» que resultaria do facto de os operadores em causa poderem

ser levados a apresentar, no âmbito do processo de atribuição assente no método de cálculo designado «benchmarking», previsões de produção sobrestimadas. Com efeito, segundo a recorrente, este risco só existe no caso das instalações em actividade pelo menos desde 2002, relativamente às quais é aplicado o método de cálculo designado «grandfathering», que permite gerar dados relativamente fiáveis quanto aos volumes de produção obtidos no passado.

158. Tendo em conta o que precede, os argumentos da Comissão invocados para fundamentar a sua conclusão genérica, no quarto considerando da decisão impugnada, segundo a qual os ajustamentos ex post aplicáveis aos novos operadores são contrários ao critério n.º 5 na medida em que são susceptíveis de beneficiar esses novos operadores em relação a outros operadores, que não estão sujeitos às regras de ajustamento ex post, não foram devidamente fundamentados de facto e de direito.

159. Em primeiro lugar, nem a decisão impugnada nem as comunicações da Comissão explicam por que razão e em que medida os novos operadores se encontram numa situação análoga ou diferente em relação aos outros operadores quanto à aplicação dos ajustamentos ex post. Pelo contrário, a decisão impugnada não leva manifestamente em conta o facto de ajustamentos semelhantes, ou mesmo iguais, aos relativos aos novos operadores serem aplicáveis aos operadores de instalações que iniciaram a sua produção depois de 2002.

160. Em segundo lugar, como alega a recorrente no âmbito do seu terceiro fundamento, o argumento invocado pela Comissão no decurso da instância, segundo o qual é vantajoso para os novos operadores dispor da possibilidade de correcção posterior do número de licenças atribuídas, uma vez que isso lhes permite proceder a sobrestimativas do volume de produção aquando da apresentação do pedido de atribuição e dá origem a controlos mais laxistas por parte das autoridades alemãs, é manifestamente contraditório e errado sob várias perspectivas.

161. Com efeito, por um lado, o argumento de que uma correcção posterior em baixa das licenças atribuídas a um operador – isto é, o retirar de licenças, efectuado em detrimento do operador em causa, uma vez que o priva de um «bem» que tem valor comercial – é susceptível de constituir uma «vantagem» para este em relação a outros operadores que não se encontram sujeitos a esse mecanismo de correcção, é contraditório. Por outro, este argumento implica que os outros operadores, pressupondo que se encontram numa situação análoga, não dispõem da mesma «vantagem», o que, de qualquer forma, não se aplica aos operadores que entraram no mercado depois de 2002, que estão sujeitos ao mesmo mecanismo de correcção.

162. De igual modo, a alegação de que o incentivo dos novos operadores a efectuar sobreavaliações é maior perante a possibilidade de um ajustamento ex post do que se esse mecanismo não existisse é fortemente especulativa e também contraditória. Com efeito, esta alegação leva à conclusão inversa, uma vez que qualquer operador que esteja consciente, no momento em que apresenta o seu pedido, do risco de um ajustamento ex post estará mais inclinado a querer precaver se desse ajustamento. Por último, o argumento segundo o qual as autoridades competentes são menos diligentes quando dispõem da possibilidade de correcção ex post também não é convincente, já que é de todo o interesse para toda a administração eficiente evitar antecipadamente qualquer complicação posterior, nomeadamente ter que retirar licenças, o que implica dispêndio de tempo e o investimento de recursos administrativos significativos.

163. Tendo em conta as considerações precedentes, o quarto considerando da decisão impugnada é manifestamente contraditório e errado e constitui uma violação manifesta dos requisitos de aplicação do princípio da igualdade de tratamento. Há que acrescentar

que, no âmbito do seu controlo, nos termos do artigo 9.º da Directiva 2003/87, da observância pelo Estado Membro do critério n.º 5, a Comissão não pode limitar-se a invocar a existência de uma desigualdade de tratamento sem ter previamente analisado, com a devida diligência, os elementos pertinentes a este respeito, tais como especificados pela jurisprudência acima referida no n.º 153, e sem os ter levado em conta como devia para justificar a sua conclusão.

164. Daqui decorre que a Comissão cometeu um erro de direito na aplicação do critério n.º 5 do anexo III da Directiva 2003/87 e que a segunda parte do primeiro fundamento deve também ser acolhida.

165. O Tribunal considera, no entanto, que o terceiro fundamento, dada a sua relação de proximidade com o primeiro, deve ser analisado.

III – Quanto ao terceiro fundamento, relativo à violação do dever de fundamentação imposto pelo artigo 253.º CE

A – Argumentos das partes

166. A recorrente refere que o artigo 1.º, alínea a), e o artigo 2.º, alínea a), da decisão impugnada assentam na violação do dever de fundamentação imposto pelo artigo 253.º CE, uma vez que o quarto considerando da referida decisão declara, de modo manifestamente errado, com fundamento no critério n.º 5 do anexo III da Directiva 2003/87, que os ajustamentos *ex post* beneficiam indevidamente os novos operadores em relação aos operadores das outras instalações. Segundo a recorrente, a Comissão ignora, nesta matéria, o facto de, por um lado, o PNA não prever que os novos operadores possam obter licenças suplementares, mas apenas que estes estão sujeitos a ajustamentos *ex post* em baixa, e de, por outro, a revogação das licenças na sequência desse ajustamentos constituir um encargo e não um benefício. A recorrente também não vislumbra qualquer benefício no facto de, contrariamente ao que acontece com as instalações existentes, a atribuição aos novos operadores se fazer com base em previsões de produção, uma vez que isso é compensado precisamente pela possibilidade de se fazerem ajustamentos *ex post* em baixa. Assim, o artigo 1.º, alínea a), e o artigo 2.º, alínea a), da decisão impugnada devem ser anulados também por esta razão.

167. A Comissão remete para as suas observações relativas à improcedência do fundamento relativo à violação do critério n.º 5 do anexo III da Directiva 2003/87 e conclui que a decisão impugnada não viola o artigo 253.º CE.

B – Apreciação do Tribunal de Primeira Instância

168. Há que recordar, a título preliminar, que o cumprimento do dever de fundamentação imposto pelo artigo 253.º CE, tal como reafirmado no artigo 9.º, n.º 3, último período, da Directiva 2003/87, relativamente às decisões de rejeição de todo ou parte de um PNA adoptadas pela Comissão, tem uma importância fundamental, sobretudo porque, no caso em apreço, o exercício do poder de controlo da Comissão nos termos do artigo 9.º, n.º 3, da referida directiva envolve apreciações de ordem económica e ecológica complexas e porque a fiscalização da legalidade e da procedência dessas apreciações pelo juiz comunitário é restringida (v. neste sentido, acórdão do Tribunal de Justiça de 21 de Novembro de 1991, Technische Universität München, C 269/90, Colect., p. I 5469, n.º 14).

169. A este respeito, há que observar que os argumentos invocados pela recorrente no âmbito deste fundamento têm sobretudo por objecto a legalidade do conteúdo da decisão impugnada quanto à aplicação do critério n.º 5 do anexo III da Directiva 2003/87. No entanto, uma vez que o fundamento relativo à violação do dever de fundamentação pode, de qualquer forma, ser suscitado oficiosamente pelo juiz comunitário (acórdãos do Tribunal de Justiça de 20 de Fevereiro de 1997, Comissão/Daffix, C 166/95 P, Colect., p. I

983, n.º 24, e de 3 de Julho de 2003, Bélgica/Comissão, C 457/00, Colect., p. I 6931, n.º 102), há que apreciar a sua procedência.

170. Tendo em conta as considerações formuladas nos n.os 158 a 164, o Tribunal considera que a Comissão violou o dever de fundamentação que lhe é imposto pelo artigo 253.º CE pelo facto de não ter dado a mínima explicação relativamente à aplicação do princípio da igualdade de tratamento, nem na decisão impugnada, nem na Comunicação da Comissão de 7 de Julho de 2004, nem no contexto da adopção destes actos. Esta falta de fundamentação verifica se, nomeadamente, no fundamento da decisão impugnada segundo o qual os novos operadores estão numa situação vantajosa e distinta da dos outros operadores quanto à aplicação dos ajustamentos *ex post*, na falta de comparação na referida decisão entre a situação dos novos operadores e a dos operadores sujeitos a ajustamentos *ex post* semelhantes, ou mesmo iguais, e no facto de a Comissão não ter procedido à apreciação de uma eventual justificação objectiva para uma eventual diferença de tratamento.

171. Por conseguinte, o presente fundamento deve ser julgado procedente e o artigo 1.º, alínea a), e o artigo 2.º, alínea a), da decisão impugnada devem ser anulados também por esta razão.

IV – Conclusão

172. Tendo em conta que o primeiro e o terceiro fundamentos procedem e que os mesmos são suficientes para julgar procedentes os pedidos de anulação da recorrente, não há que proceder à apreciação dos segundo e terceiro fundamentos, relativos, respectivamente, à violação do artigo 176.º CE e à falta de fundamentação na aceção do artigo 253.º CE.

Quanto às despesas

173. Por força do disposto no artigo 87.º, n.º 2, do Regulamento de Processo, a parte vencida é condenada nas despesas se a parte vencedora o tiver requerido. Tendo a Comissão sido vencida, há que condená-la nas despesas, em conformidade com o pedido da recorrente.

Pelos fundamentos expostos,

O TRIBUNAL DE PRIMEIRA INSTÂNCIA (Terceira Secção alargada)
decide:

1) O artigo 1.º da Decisão C (2004) 2515/2 final da Comissão, de 7 de Julho de 2004, sobre o plano nacional de atribuição de licenças de emissão de gases com efeito de estufa notificado pela Alemanha em conformidade com 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 e que altera a Directiva 96/61/CE do Conselho, é anulado.

2) O artigo 2.º, alíneas a) a c), da referida decisão é anulado na medida em que ordena à República Federal da Alemanha, por um lado, a supressão das medidas de ajustamento *ex post* aí previstas e, por outro, a comunicação à Comissão da referida supressão.

3) A Comissão é condenada nas despesas.

Jaeger	Tiili	Azizi
Cremona	Czúcz	

Proferido em audiência pública no Luxemburgo, em 7 de Novembro de 2007.
O secretário O presidente

* Língua do processo: alemão.

Tribunal de Primeira Instância ***T 178/05, 23 de Novembro de 2005***

ACÓRDÃO DO TRIBUNAL DE PRIMEIRA INSTÂNCIA (Primeira Secção)
23 de Novembro de 2005 (*)

«Ambiente – Directiva 2003/87/CE – Regime de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa – Proposta de alteração do plano nacional de atribuição de licenças – Rejeição pela Comissão – Recurso de anulação»

No processo T 178/05,

Reino Unido da Grã Bretanha e da Irlanda do Norte, representado inicialmente por C. Jackson, na qualidade de agente, e M. Hoskins, barrister, e seguidamente por R. Caudwell, na qualidade de agente, e M. Hoskins,

recorrente,

contra

Comissão das Comunidades Europeias, representada por U. Wölker e X. Lewis, na qualidade de agentes, com domicílio escolhido no Luxemburgo,

recorrida,

que tem por objecto um pedido de anulação da decisão C (2005) 1081 final da Comissão, de 12 de Abril de 2005, relativa à proposta de alteração do plano nacional de atribuição de licenças de emissão de gases com efeito de estufa, notificada pelo Reino Unido nos termos da Directiva 2003/87/CE do Parlamento Europeu e do Conselho,

O TRIBUNAL DE PRIMEIRA INSTÂNCIA

DAS COMUNIDADES EUROPEIAS (Primeira Secção),

composto por: J. D. Cooke, presidente, R. García Valdecasas e I. Labucka, juízes,

secretário: K. Andová, administradora,

vistos os autos e após a audiência de 18 de Outubro de 2005,

profere o presente

Acórdão

Quadro jurídico

1 - Nos termos do artigo 1.º da 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 e que altera a Directiva 96/61/CE do Conselho (JO L 275, p. 32):

«A presente directiva cria um regime de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa na Comunidade [...] a fim de promover a redução das emissões de gases com efeito de estufa em condições que ofereçam uma boa relação custo eficácia e sejam economicamente eficientes.»

2 - O artigo 9.º, n.º 1, da Directiva 2003/87 prevê que cada Estado Membro deve elaborar, para cada período referido no artigo 11.º da mesma directiva, um plano nacional estabelecendo a quantidade total de licenças de emissão que tenciona atribuir nesse período e de que modo tenciona atribuí-la. No respeitante ao período de três anos com início em 1 de Janeiro de 2005, o plano nacional devia ser publicado e notificado à Comissão e aos outros Estados Membros o mais tardar até 31 de Março de 2004.

3 - O artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87 tem a seguinte redacção:

«No prazo de três meses a contar da data de notificação de um plano nacional de atribuição por um Estado Membro nos termos do n.º 1, a Comissão pode rejeitar esse

plano ou qualquer dos seus elementos, com base na sua incompatibilidade com os critérios enumerados no anexo III ou no artigo 10.º O Estado Membro só pode tomar uma decisão, nos termos dos n.os 1 ou 2 do artigo 11.º, se as alterações propostas tiverem sido aceites pela Comissão. As decisões de rejeição da Comissão devem ser justificadas.»

4 - Nos termos do artigo 11.º, n.º 1, da Directiva 2003/87:

«Para o período de três anos com início em 1 de Janeiro de 2005, cada Estado Membro deve determinar a quantidade total de licenças de emissão que atribuirá nesse período, bem como a sua atribuição aos operadores das instalações. Essa decisão deve ser tomada pelo menos três meses antes do início do período, devendo basear-se no respectivo plano nacional de atribuição elaborado nos termos do artigo 9.º e em conformidade com o artigo 10.º, tendo em devida conta as observações do público.»

5 - Os critérios descritos nos pontos 9 e 10 do Anexo III da Directiva 2003/87 têm a seguinte redacção:

«9. O plano deve incluir disposições para que o público possa exprimir as suas observações e conter informações sobre os meios que irão permitir que essas observações sejam tidas em conta antes da tomada de uma decisão sobre a atribuição das licenças de emissão.

10. O plano deve conter a lista das instalações abrangidas pela presente directiva com indicação das quantidades de licenças de emissão que se pretende atribuir a cada uma delas.»

Factos na origem do litígio

6 - Após consulta ao público e a publicação de um projecto de plano nacional de atribuição de licenças de emissão de gases com efeito de estufa (a seguir «PNA»), o Reino Unido da Grã Bretanha e da Irlanda do Norte (a seguir «Reino Unido») notificou em 30 de Abril de 2004 um PNA à Comissão, indicando expressamente que este era provisório. Nos termos do ponto 1.13 deste plano:

«[A] quantidade total de licenças a atribuir às instalações inseridas no regime comunitário para o período de 2005 a 2007 será de 736 [milhões de toneladas de dióxido de carbono (CO₂)]. Este valor pode ser revisto à luz dos trabalhos em curso.»

7 - Em 9 de Junho de 2004, a Comissão enviou um ofício ao Reino Unido redigido do seguinte modo:

«[...]

Após um primeiro exame, a Comissão verificou que a notificação está incompleta, pois que nela não constam as informações detalhadas em anexo [ao ofício].

Estas informações devem ser fornecidas de modo a permitir à Comissão pronunciar-se mais facilmente sobre o plano proposto. A Comissão reserva-se o direito de só definir a sua posição quando tiver recebido estas informações suplementares e, em todo o caso, num prazo máximo de três meses a contar da recepção das referidas informações.

Estas informações deverão estar na posse da Comissão num prazo de dez dias a contar da data do presente ofício.»

8 - O anexo I do ofício de 9 de Junho de 2004 esclarece quais são as informações em falta. O ponto 1 deste anexo tem a seguinte redacção:

«A Comissão toma nota do facto de que prosseguem os trabalhos respeitantes às previsões em matéria de energia e de emissões e que estes poderão conduzir a uma nova revisão das previsões relativas às emissões no seu conjunto, bem como à contribuição dos sectores e instalações inseridos no regime comunitário de comércio de licenças de emissão (ponto 1.9 do plano). As autoridades do Reino Unido são convidadas a notificar à Comissão as previsões revistas, bem como todas as alterações delas decorrentes introduzidas no plano, incluindo, no tocante aos problemas enumerados no ponto 1.9, alíneas a) a f), o

que respeita ao ponto 1.10 (previsões de emissões de gases não CO₂) e ao ponto 1.13 do plano (quantidade total das licenças que o Reino Unido tem a intenção de atribuir).»

9 - Par ofício de 14 de Junho de 2004, o Reino Unido respondeu ao ofício de 9 de Junho de 2004 da Comissão. O Reino Unido indicou, no ponto 1 da sua resposta:

«No que respeita às previsões relativas às emissões de CO₂, o Reino Unido publicou um documento de trabalho no fim do mês de Maio, no qual expunha as hipóteses de base, bem como as mais recentes previsões em matéria de energia e de emissões (juntamos uma cópia deste documento). As pessoas interessadas terão a possibilidade de apresentar observações no tocante ao documento de trabalho até 17 de Junho de 2004. Concluiremos as previsões após tomarmos em consideração todas as observações pertinentes e após termos resolvido as questões em suspenso mencionadas no ponto 1.9, alíneas a) a f), do plano. Notificaremos logo que possível à Comissão as previsões finais e qualquer alteração delas decorrente introduzida no plano.»

10 - Em 7 de Julho de 2004, a Comissão adoptou a decisão C (2004) 2515/4 final relativa ao plano nacional de atribuição de licenças de emissão de gases com efeito de estufa, notificada pelo Reino Unido nos termos da Directiva 2003/87 (a seguir «decisão de 7 de Julho de 2004»). O dispositivo desta decisão, adoptado com base no artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87, tem a seguinte redacção:

«Artigo 1.º

Os seguintes elementos do [PNA] do Reino Unido são incompatíveis com os critérios [descritos nos pontos] 6 e 10 do Anexo III da Directiva 2003/87/CE, a saber:

- a) as informações sobre os meios que permitirão aos novos operadores iniciarem a sua participação no regime comunitário;
- b) a lista das instalações não indica as instalações situadas em Gibraltar nem a quantidade de licenças que se pretende atribuir lhes.

Artigo 2.º

Não será suscitada qualquer objecção ao [PNA] desde que sejam notificadas à Comissão o mais tardar até 30 de Setembro as seguintes alterações:

- a) a menção das informações sobre os meios que permitirão aos novos operadores iniciarem a sua participação no regime comunitário de um modo compatível com os critérios fixados no Anexo III da Directiva 2003/87/CE e com o artigo 10.º da referida directiva;
- b) a lista das instalações é alterada a fim de nela incluir as instalações situadas em Gibraltar e a fim de nela indicar as licenças que se pretende atribuir lhes; estas licenças serão determinadas em conformidade com o método definido no [PNA].

Artigo 3.º

1. A quantidade total das licenças a atribuir pelo Reino Unido nos termos do seu [PNA] às instalações mencionadas neste plano e aos novos operadores, tendo em conta as alterações mencionadas no artigo 2.º, não deverá ser excedida.

2. O [PNA] pode ser alterado sem prévia aceitação da Comissão se a alteração consistir em modificações introduzidas às atribuições de licenças às instalações individuais no âmbito da quantidade total, decorrentes das melhorias conseguidas quanto à qualidade dos dados.

3. Qualquer alteração introduzida ao [PNA] diversa das mencionadas no n.º 2 do presente artigo ou no artigo 2.º deve ser notificada à Comissão e ser por si aceite em conformidade com o artigo 9.º, n.º 3, da [Directiva 2003/87].

[...]».

11 - Em 30 de Setembro de 2004, o Reino Unido informou a Comissão das razões pelas quais não podia respeitar o prazo fixado no artigo 2.º da decisão de 7 de Julho de 2004.

12 - Em 10 de Novembro de 2004, o Reino Unido comunicou à Comissão que previa alterar o seu PNA para ter em conta os resultados dos trabalhos neste último mencionados.

O Reino Unido propunha se, nomeadamente, aumentar a quantidade total de licenças para 756,1 milhões de toneladas de dióxido de carbono (a seguir «Mt CO₂»).

13 - Numa reunião realizada em 2 de Dezembro de 2004, a Comissão indicou que considerava inadmissíveis as alterações propostas.

14 - Em 23 de Dezembro de 2004, o Reino Unido enviou à Comissão as informações referidas no artigo 2.º da decisão de 7 de Julho de 2004 e as informações suplementares respeitantes às alterações do PNA propostas.

15 - Por ofício do mesmo dia, as autoridades do Reino Unido convidaram a Comissão a examinar o PNA tal como alterado.

16 - Por ofício de 1 de Fevereiro de 2005, a Comissão indicou que era do parecer que o pedido do Reino Unido de alteração do seu PNA era inaceitável.

17 - Em 12 de Abril de 2005, a Comissão adoptou a decisão C (2005) 1081 final da Comissão, relativa à proposta de alteração do plano nacional de atribuição de licenças de emissão de gases com efeito de estufa, notificada pelo Reino Unido nos termos da Directiva 2003/87 (a seguir «decisão impugnada»). Nesta decisão, a Comissão considerou nomeadamente que o Reino Unido não podia submeter um plano provisório em aplicação do artigo 9.º, n.º 1, da Directiva 2003/87 (considerando 3). Afirmou também que, em aplicação do artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87, o Reino Unido apenas tinha o direito de alterar o seu PNA para solucionar as incompatibilidades referidas na decisão de 7 de Julho de 2004 e que o artigo 3.º, n.º 1, desta última decisão proibia todo e qualquer aumento da quantidade total de licenças a atribuir (considerandos 4 a 9). Assim e nos termos do artigo 1.º da decisão impugnada:

«A alteração do [PNA] proposta, notificada pelo Reino Unido à Comissão em 10 de Novembro de 2004 e mais recentemente actualizada em 18 de Fevereiro de 2005, que implica um aumento das atribuições de licenças de emissão de 19,8 [milhões de toneladas de equivalente de dióxido de carbono], é inadmissível.»

Tramitação processual e pedidos das partes

18 - Por petição apresentada na Secretaria do Tribunal de Primeira Instância em 5 de Maio de 2005, o Reino Unido interpôs o presente recurso. Por requerimento separado apresentado no mesmo dia, o Reino Unido pediu que o Tribunal se pronunciasse sobre este recurso seguindo uma tramitação acelerada, em conformidade com o artigo 76.ºA do Regulamento de Processo do Tribunal de Primeira Instância. Em 27 de Maio de 2005, a Comissão apresentou as suas observações sobre este pedido.

19 - Por decisão de 14 de Junho de 2005, o Tribunal de Primeira Instância (Primeira Secção) deferiu o pedido de tramitação acelerada.

20 - Com base no relatório do juiz relator, o Tribunal decidiu dar início à fase oral.

21 - Foram ouvidas as alegações e as respostas das partes às questões colocadas pelo Tribunal na audiência que decorreu em 18 de Outubro de 2005.

22 - O Reino Unido concluiu pedindo que o Tribunal se digne:

- anular a decisão impugnada;
- ondenar a Comissão nas despesas.

23 - A Comissão concluiu pedindo que o Tribunal se digne:

- negar provimento ao recurso;
- condenar o recorrente nas despesas.

Matéria de direito

24 - O Reino Unido invoca um fundamento único, assente na violação da Directiva 2003/87 e da decisão de 7 de Julho de 2004.

Argumentos das partes

25 - Em primeiro lugar, o Reino Unido alega que a posição adoptada pela Comissão na decisão impugnada e nos termos da qual o PNA por este submetido em 30 de Abril de 2004 deve ser considerado definitivo, pois que não será permitida a submissão de um PNA provisório, é juridicamente errada.

26 - Sustenta que o referido PNA fora expressamente apresentado como sendo provisório e que tal foi reconhecido pela Comissão no seu ofício de 9 de Junho de 2004, no qual esta evocava a possibilidade de serem introduzidas alterações à quantidade total de licenças que o Reino Unido tinha a intenção de atribuir. Tendo deste modo a Comissão aceite a apresentação pelo Reino Unido de um plano provisório, não lhe seria permitido, na decisão impugnada, adoptar uma posição diferente.

27 - O Reino Unido salienta que, ao abrigo do artigo 9.º da Directiva 2003/87, a Comissão não goza de um poder próprio para determinar a quantidade total de licenças que um Estado Membro pode atribuir e que não pode sustentar que a quantidade total de licenças é determinada a partir do montante provisório proposto pelo Reino Unido.

28 - Ao que acresce, segundo o Reino Unido, que a decisão da Comissão de tratar o PNA provisório como um plano definitivo conduz, no caso em apreço, a uma incoerência entre a quantidade total de licenças e o método de atribuição destas licenças descrito no plano provisório, que constituem dois elementos essenciais de um PNA (v. artigo 9.º, n.º 1, da Directiva 2003/87). O PNA provisório não se destinava a se tornar definitivo e não pode ser tratado como tal.

29 - Em segundo lugar, a decisão impugnada será juridicamente inexacta, pois deixa subentender que um Estado Membro não pode introduzir uma alteração que não esteja autorizada por uma decisão da Comissão adoptada em aplicação do artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87 (v. considerando 8 da decisão impugnada).

30 - Nos termos do artigo 9.º, n.º 1, da Directiva 2003/87, o plano inicial submetido por um Estado Membro à Comissão deverá unicamente indicar a quantidade total de licenças que este «tenciona» atribuir. Será esta «intenção» que a Comissão deve examinar em aplicação do artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87. Todavia, será unicamente após a decisão da Comissão e a consulta pública (v. ponto 9 do Anexo III da Directiva 2003/87) que o Estado Membro deverá decidir da quantidade total de licenças que «atribuirá». Assim, decorrerá da Directiva 2003/87 que um PNA, incluindo a quantidade total de licenças a atribuir por si prevista, pode ser alterado após a adopção de uma decisão por parte da Comissão com base no artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87.

31 - O Reino Unido acrescenta, por um lado, que o público deve ser consultado sobre o PNA submetido à Comissão em aplicação do artigo 9.º, n.º 1, da Directiva 2003/87 e, por outro, que se devem ter em conta as observações do público antes de se adoptar uma decisão relativa à atribuição das licenças em aplicação do artigo 11.º, n.º 1, da Directiva 2003/87 (v. ponto 9 do Anexo III da mesma directiva). O alcance e a importância da consulta pública são confirmadas pela secção 2.1.9 (pontos 93 a 96) da comunicação da Comissão de 7 de Janeiro de 2004 que estabelece orientações destinadas aos Estados Membros com vista à aplicação dos critérios enumerados no anexo III da Directiva 2003/87 e descreve as circunstâncias em que se considera provada a existência de um caso de força maior [COM (2003) 830 final, a seguir «comunicação de 7 de Janeiro de 2004»].

32 - Segundo o Reino Unido, resulta das precedentes considerações que uma decisão adoptada pela Comissão em aplicação do artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87 não pode impedir ou restringir a tomada em consideração das observações do público que exige o artigo 11.º, n.º 1, e o ponto 9 do Anexo III da Directiva 2003/87.

33 - Ademais, a afirmação que consta da decisão impugnada e nos termos da qual, quando tenha sido tomada uma decisão em aplicação do artigo 9.º, n.º 3, da Directiva

2003/87, os Estados Membros em questão mais não podem do que corrigir as insuficiências dos respectivos PNA, será incompatível com a abordagem seguida pela Comissão noutros casos (v. as decisões de 7 de Julho de 2004 respeitantes ao Reino da Dinamarca, à Irlanda, ao Reino dos Países Baixos, à República da Eslovénia e ao Reino da Suécia). Embora a Comissão não tenha encontrado qualquer insuficiência nos PNA submetidos por estes Estados Membros, as decisões relativas a cada um deles autoriza os expressamente a notificarem-lhe alterações ulteriores. Ora, as alterações assim referidas não poderão respeitar unicamente às insuficiências encontradas pela Comissão, pois que tais insuficiências não existiam.

34 - Em terceiro lugar, o Reino Unido sustenta que, contrariamente ao que deixa subentender a decisão impugnada (considerando 9), o artigo 3.º, n.º 3, da decisão de 7 de Julho de 2004 tinha o autorizado a notificar à Comissão toda e qualquer alteração, mesmo aquelas que conduzam a um aumento da quantidade total das licenças atribuídas. O Reino Unido esclarece que o teor do artigo 3.º da decisão de 7 de Julho de 2004 é conforme com a sua interpretação. Com efeito, o artigo 3.º, n.º 1, da referida decisão não proibiu a notificação de uma alteração que pudesse aumentar a quantidade total de licenças. Indicava unicamente que, na ausência de tal alteração, o Reino Unido não podia exceder a quantidade total de licenças que figura no seu PNA. O artigo 3.º, n.º 2, da decisão de 7 de Julho de 2004 indica, por seu turno, que certas alterações introduzidas no PNA que não aumentem a quantidade total de licenças podem ser inscritas neste plano sem necessitar de autorização por parte da Comissão. Por último, o artigo 3.º, n.º 3, da referida decisão, redigido em termos gerais, dispõe que qualquer alteração diversa das mencionadas no artigo 2.º e no artigo 3.º, n.º 2, da mesma decisão deve ser notificada à Comissão e por esta aceite em conformidade com o artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87. Esta redacção é suficientemente ampla para incluir as alterações que possam conduzir a um aumento da quantidade total de licenças a atribuir.

35 - Em primeiro lugar, a Comissão admite que o Reino Unido tinha indicado que o PNA que lhe tinha apresentado inicialmente era provisório. Refere que, na sequência da sua solicitação de 9 de Junho de 2004, o Reino Unido forneceu, num ofício datado de 14 de Junho de 2004, as informações suplementares pedidas. Daí terá, pois, concluído que o PNA, incluindo os dados relativos à quantidade total de licenças, estava completo (v. considerando 1 da decisão de 7 de Julho de 2004).

36 - A Comissão sustenta que, contrariamente ao que afirma o Reino Unido (v. n.º 25 supra), quando um Estado Membro apresenta um PNA relativamente ao qual esta solicite informações suplementares, este plano é considerado incompleto enquanto estas informações não forem por si recebidas. Será unicamente quando o Estado Membro tenha fornecido todas as informações que a Comissão entende serem necessárias para poder considerar que o plano está completo que o prazo de três meses começa a correr.

37 - Segundo a Comissão, o Reino Unido sabia que, na sequência do seu ofício de 14 de Junho de 2004, a Comissão considerava completo o seu PNA e sobre este tomaria uma decisão definitiva em 7 de Julho de 2004. Com efeito, o Reino Unido terá exprimido o seu desejo de fazer parte da primeira vaga de decisões relativas aos PNA a fim de assinalar o seu empenhamento a favor do comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa, bem como na luta contra as alterações climáticas em geral, e a fim de constituir um exemplo para os outros Estados Membros (v. o ofício de 14 de Junho de 2004 e certos extractos retirados do sítio Internet do «Department for Environment, Food and Rural Affairs», a seguir «DEFRA»). Tendo em conta este desejo, o Reino Unido não podia legitimamente esperar que a Comissão tomasse outra decisão, desta vez final, sobre o seu plano para ter em conta as eventuais novas informações fornecidas ulteriormente.

38 - A Comissão acrescenta que as únicas alterações aceitáveis, após a adopção da decisão de 7 de Julho de 2004, eram as definidas no artigo 3.º desta decisão. Qualquer alteração que conduzisse a que fosse excedida a quantidade total de licenças estaria expressamente excluída, uma vez que as decisões da Comissão relativas aos PNA devem assegurar uma certa segurança jurídica, tanto para a coerência do regime de comércio de licenças de emissão em geral como para o bom funcionamento do comércio das licenças, na medida em que a formação dos preços neste mercado depende fortemente da estabilidade da quantidade total de licenças. A Comissão observa que a importância da estabilidade da quantidade total de licenças obtida pelo Reino Unido para o bom funcionamento do regime no seu conjunto pode ser deduzida da importância da quantidade atribuída ao Reino Unido relativamente às atribuídas aos demais Estados Membros.

39 - Em segundo lugar, a Comissão salienta que o objectivo da Directiva 2003/87 consiste em criar um regime de comércio de licenças de emissão que possa ser aplicado a partir de 1 de Janeiro de 2005 (v. artigo 4.º, artigo 9.º, n.º 1, e artigo 11.º, n.º 1, da directiva). Entende que é à luz deste objectivo que há que interpretar o termo «alterações» que figura no artigo 9.º, n.º 3, da referida directiva, bem como no artigo 2.º e no artigo 3.º, n.º 3, da decisão de 7 de Julho de 2004. Próximo da data limite de 1 de Janeiro de 2005, os Estados Membros não podem, segundo a Comissão, apresentar «alterações» que se situem fora do âmbito de aplicação da decisão de que foram destinatários em conformidade com o artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87. As «alterações» a que se refere esta disposição limitar-se-ão às destinadas à corrigir as incompatibilidades postas em evidência pela Comissão na sua decisão tomada ao abrigo da mesma disposição, a saber e no caso em apreço, a decisão de 7 de Julho de 2004.

40 - Seguidamente, a Comissão refere que as informações obtidas no decurso da consulta pública antes da apresentação do PNA são capitais para determinar a quantidade total de licenças e os demais elementos do plano a submeter-lhe. Ao invés e uma vez tomada uma decisão pela Comissão, a segunda consulta do público só poderá servir para alterar os dados e, eventualmente, reatribuir as licenças nos limites da quantidade total e não para aumentar este montante total (v. ponto 9 do Anexo III da Directiva 2003/87 e comunicação de 7 de Janeiro de 2004, pontos 94 a 96). Com efeito, esta segunda consulta versará unicamente sobre o modo como a decisão da Comissão relativa ao PNA deverá ser executada no quadro do respectivo âmbito de aplicação, bem como sobre os aspectos sobre os quais o Estado Membro pode exercer o seu poder de apreciação.

41 - A não ser assim, corria-se o risco de se verificarem uma nova série de consultas e de decisões da Comissão. O mercado das licenças, que requer a estabilidade da quantidade total de licenças, sairia fragilizado e incapaz de funcionar correctamente face a um tal grau de incerteza.

42 - A Comissão observa que o Reino Unido foi o único Estado Membro que solicitou um aumento da quantidade total de licenças na sequência da segunda consulta. Além de que a argumentação avançada pelo Reino Unido no caso em apreço não é coerente com a afirmação que figura no sítio Internet do DEFRA a respeito da apresentação da lista das instalações à Comissão em 14 de Junho de 2004 e nos termos da qual os valores em causa podiam ser objecto de uma revisão técnica, isto é, de natureza muito limitada, uma vez terminadas as últimas consultas.

43 - Ademais, a Comissão sustenta que o Estado Membro não se pode afastar da sua intenção declarada, mesmo depois de ela ter tomado a sua decisão, com o motivo de que se tratava unicamente de uma «intenção». Segundo a Comissão, a Directiva 2003/87 utiliza a expressão «que tenciona atribuir», pois somente após a Comissão ter tomado a sua decisão é que o Estado Membro se encontra em condições de traduzir a sua intenção numa decisão final.

44 - Em terceiro lugar, a Comissão refere que uma interpretação estrita do artigo 3.º da decisão de 7 de Julho de 2004 é necessária para permitir que o regime comunitário de comércio de licenças de emissão contribua para a luta contra as alterações climáticas.

45 - O artigo 3.º, n.º 1, da decisão de 7 de Julho de 2004 indica claramente que a quantidade total atribuída não pode ser excedida e o seu artigo 3.º, n.º 3, não pode servir de fundamento para alterar esta quantidade total. No plano económico, tal justifica-se pelo facto de que a estabilidade da quantidade total de licenças se reveste de uma importância capital para o bom funcionamento do regime de comércio de licenças de emissão. Com efeito, o artigo 3.º, n.º 3, atribui ao Reino Unido um certo poder de apreciação para sanar as incompatibilidades constatadas, por meios diversos daqueles já antes aprovados com condições pela Comissão nos termos do artigo 2.º, mas unicamente procedendo a reatribuições de licenças eventualmente necessárias.

46 - A Comissão esclarece que o artigo 3.º, n.º 3, da decisão de 7 de Julho de 2004 deve ser entendido no contexto dos valores globais fixados nos termos do artigo 3.º, n.º 1, da mesma decisão. Resulta do artigo 3.º desta decisão que o Reino Unido dispõe de uma margem de manobra claramente definida para reatribuir as suas licenças às instalações enumeradas no PNA e a novos operadores. Portanto, segundo a Comissão, o Reino Unido não estava obrigado a solicitar um aumento da quantidade total de licenças. Entre todos os Estados Membros destinatários de uma decisão que comporta o mesmo artigo 3.º, n.º 3, o Reino Unido terá sido o único a concluir que esta disposição podia servir para aumentar a quantidade total de licenças.

47 - A Comissão acrescenta que, no caso dos PNA para os quais não constatou qualquer incompatibilidade na sua decisão final, o artigo 3.º, n.º 3 (ou o seu equivalente) deve efectivamente ser considerado redundante. Alega que a razão de esta disposição não ter sido suprimida do texto assenta no facto de só ter sido encontrada uma solução para a supressão de todas as incompatibilidades numa fase muito tardia do processo de formação da decisão. Acrescenta que, logo que foi evidenciado este carácter redundante, a disposição foi sistematicamente suprimida nas decisões adoptadas a partir do mês de Dezembro de 2004.

48 - A Comissão sustenta ainda que não suscitou objecções à constituição, no PNA submetido pelo Reino Unido, de uma reserva para os novos operadores nitidamente mais importante do que a prevista no caso de outros Estados Membros. A quantidade total de licenças aprovada, que compreendia as atribuições destinadas simultaneamente às instalações existentes e aos novos operadores, terá conferido ao Reino Unido uma flexibilidade considerável para atribuir licenças às instalações existentes, fazendo-o a partir da reserva destinada aos novos operadores, se tal se viesse a revelar necessário em razão das melhorias obtidas na qualidade dos dados no quadro do artigo 3.º, n.º 2, da decisão de 7 de Julho de 2004.

49 - Por último, a Comissão insiste no facto de que o ofício de 9 de Junho de 2004 não pode servir de justificação para o aumento da quantidade total de licenças. Este ofício é anterior à decisão de 7 de Julho de 2004 e, portanto, não pode ser invocado como justificação para as alterações ocorridas posteriormente a esta última decisão. O Reino Unido não poderá, pois, invocar uma confiança legítima quanto a uma interpretação diferente da decisão de 7 de Julho de 2004.

Apreciação do Tribunal de Primeira Instância

50 - Resulta da decisão impugnada que a Comissão rejeitou como inadmissíveis as alterações do PNA propostas pelo Reino Unido em 10 de Novembro de 2004 pela razão de que conduziam a que fosse excedida a quantidade total de licenças autorizada pela Comissão

na sua decisão de 7 de Julho de 2004. Portanto e como foi confirmado na audiência, a Comissão considerava que não estava obrigada a examinar o mérito das alterações propostas pelo Reino Unido e, em particular, a sua compatibilidade com os critérios enunciados no Anexo III ou com as disposições do artigo 10.º da Directiva 2003/87.

51 - A fim de verificar se a Comissão tinha o direito de rejeitar as alterações como inadmissíveis, há que examinar, antes de mais, as funções e os poderes respectivos da Comissão e dos Estados Membros no quadro do regime instituído pela Directiva 2003/87 e, em particular, pelos seus artigos 9.º a 11.º

52 - A Directiva 2003/87 tem por objectivo essencial instituir, a partir de 1 de Janeiro de 2005, um regime comunitário de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa. Este regime assenta nos PNA elaborados pelos Estados Membros em aplicação dos critérios previstos pela referida directiva. Assim, requeria se a cada Estado Membro que elaborasse um primeiro PNA para o período de três anos com início em 1 de Janeiro de 2005. Este PNA devia ser publicado e notificado à Comissão e aos outros Estados Membros o mais tardar até 31 de Março de 2004 em aplicação do artigo 9.º, n.º 1, da Directiva 2003/87. O PNA devia indicar a quantidade total de licenças que o Estado Membro «tenciona[va] atribuir nesse período e de que modo tenciona[va] atribuí-la» (v. n.º 2 supra).

53 - A decisão definitiva no tocante à quantidade total de licenças a atribuir e a atribuição destas licenças às instalações em causa devia ser tomada por cada Estado Membro em aplicação do artigo 11.º, n.º 1, da Directiva 2003/87 três meses antes do início do período, ou seja, até 1 de Outubro de 2004. Nos termos desta mesma disposição, os Estados Membros deviam tomar as suas decisões definitivas a este respeito com base nos PNA elaborados em aplicação do artigo 9.º da Directiva 2003/87 (v. n.º 4 supra).

54 - Decorre do artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87 que a Comissão está habilitada, nos três meses seguintes à notificação de um PNA, a rejeitar este PNA ou qualquer dos seus elementos (v. n.º 3 supra). Esta disposição esclarece que a rejeição deve assentar na incompatibilidade do PNA com os critérios enumerados no anexo III ou com o artigo 10.º da Directiva 2003/87. Há que referir que esta directiva não prevê quaisquer outros motivos de rejeição de um PNA.

55 - Além disso e como a Comissão admitiu na audiência, o artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87 não obriga expressamente a que a Comissão tome uma decisão positiva de aprovação do PNA quando não encontre motivos de rejeição de um PNA ou de qualquer dos seus elementos. Se a Comissão não reagir relativamente ao PNA no prazo de três meses após a sua notificação, este deve ser considerado aprovado pela Comissão e não pode ser alterado sem a sua aprovação prévia em aplicação do artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87.

56 - De igual modo, a adopção pelo Estado Membro da sua decisão definitiva no tocante à quantidade total de licenças a atribuir e à atribuição destas licenças às instalações em causa, em aplicação do artigo 11.º, n.º 1, da Directiva 2003/87, está sujeita à condição, prevista pelo artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87, de toda e qualquer alteração ao PNA proposto ter sido aceite pela Comissão. Ora, há que salientar que o segundo período do artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87 não impõe qualquer limite no respeitante às alterações possíveis (v. n.º 3 supra). Portanto e contrariamente ao que sustenta a Comissão, qualquer alteração, quer seja proposta pelo Estado Membro por sua própria iniciativa quer se tenha tornado necessária para corrigir as incompatibilidades do PNA salientadas pela Comissão, deve ser notificada à Comissão e ser por esta aprovada antes que o PNA assim alterado possa servir de fundamento a uma decisão tomada pelo Estado Membro em aplicação do artigo 11.º, n.º 1, da Directiva 2003/87.

57 - O facto de que as alterações ao PNA não estão limitadas às que se destinem a corrigir as incompatibilidades salientadas pela Comissão é corroborado pelo facto de o

Estado Membro estar obrigado, nos termos do artigo 11.º, n.º 1, e do ponto 9 do Anexo III da Directiva 2003/87, a tomar em consideração as observações do público na sequência da notificação inicial do PNA e antes da adopção da decisão definitiva em aplicação do artigo 11.º, n.º 1, da mesma directiva. Esta consulta pública não serviria qualquer objectivo e as observações do público seriam puramente teóricas se as alterações do PNA que pudessem ser propostas após a expiração do prazo de três meses previsto pelo artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87 ou após uma decisão da Comissão tomada em aplicação desta mesma disposição estivessem limitadas àquelas que a Comissão tinha em vista.

58 - A Comissão insiste no facto de que estas observações do público, tendo sido apresentadas na sequência de uma segunda consulta, só deverão servir para alterar os dados e eventualmente reatribuir as licenças nos limites da quantidade total e não para aumentar o montante total (v. n.º 40 supra). Este argumento não encontra apoio nem nos termos do artigo 11.º, n.º 1, nem no ponto 9 do Anexo III da Directiva 2003/87. Ademais, na sua comunicação de 7 de Janeiro de 2004, a Comissão não prevê qualquer limitação no tocante ao objecto da segunda consulta pública. Com efeito, decorre do ponto 95, bem como do ponto 96, da referida comunicação que «os Estados Membros devem informar a Comissão de quaisquer eventuais alterações decorrentes da participação do público na sequência da publicação e notificação do [PNA] antes de tomarem a decisão final sobre o mesmo em aplicação do artigo 11.º». Assim, é possível que a consulta do público venha a revelar a existência de erros de cálculo ou a permitir obter novas informações e que, por esse facto, a quantidade total a atribuir deva ser aumentada. Nada há nos termos da Directiva 2003/87 ou na natureza ou nos objectivos do regime que ela institui que exclua a possibilidade de um tal aumento.

59 - Mesmo quando se devesse considerar que a segunda consulta pública só poderia versar sobre a questão das atribuições individuais, como alega a Comissão, esta não demonstrou por que razão as alterações introduzidas às atribuições individuais que poderiam decorrer desta consulta não poderiam elas próprias provocar alterações da quantidade total de licenças a atribuir. Se, por exemplo, tiverem sido subestimadas as licenças atribuídas a uma instalação individual, ao passo que uma instalação equivalente e concorrente recebeu a quantidade correcta de licenças, não é possível excluir que as licenças atribuídas à primeira instalação e, conseqüentemente, a quantidade total de licenças atribuídas, devam ser alteradas.

60 - Há que acrescentar que a Directiva 2003/87 tem por objectivo criar um mercado europeu de licenças de emissão de gases com efeito de estufa que seja eficiente e afecte o menos possível o desenvolvimento económico e o emprego (artigo 1.º e quinto considerando da Directiva 2003/87). Assim, embora a Directiva 2003/87 tenha por objectivo reduzir os gases com efeito de estufa em conformidade com os compromissos assumidos pela Comunidade e os Estados Membros no quadro do protocolo de Quioto, este objectivo deve ser realizado, na medida do possível, no respeito das exigências da economia europeia. Daí resulta que os PNA elaborados no quadro da Directiva 2003/87 devam tomar em conta os dados e as informações exactos relativos às emissões previstas no tocante às instalações e aos sectores abrangidos pela Directiva 2003/87. Assentando parcialmente um PNA em informações ou apreciações erradas no respeitante ao nível das emissões de certos sectores ou de certas instalações, deve ser possível ao Estado Membro em causa propor alterações ao PNA, inclusive aumentos das quantidades totais das licenças a atribuir, para resolver estes problemas antes de que possam produzir repercussões no mercado. O que não significa que, para assegurar o respeito dos objectivos ambientais da Directiva 2003/87, a Comissão não deva determinar se as alterações propostas pelo Estado Membro são compatíveis com os critérios enunciados no Anexo III ou com as disposições do artigo 10.º da mesma directiva.

61 - Há, pois, que considerar que resulta do teor da Directiva 2003/87, bem como da economia geral e dos objectivos do regime que ela institui, que a Comissão não podia limitar o direito que assiste a um Estado Membro de propor alterações ou mesmo certos tipos de alterações. Esta questão é diferente da de saber se as alterações em causa eram compatíveis com os critérios previstos no anexo III e no artigo 10.º da Directiva 2003/87.

62 - A Comissão invoca a sua decisão de 7 de Julho de 2004 para afirmar que a extensão das alterações admissíveis estava limitada e, em particular, para fundamentar a proibição da alteração da quantidade total de licenças que o Estado Membro decidirá atribuir. Esclarece que o artigo 3.º, n.º 1, da decisão de 7 de Julho de 2004 indica claramente que a quantidade total atribuída não pode ser excedida.

63 - Este argumento não pode ser acolhido. Resulta do teor expresso da Directiva 2003/87, bem como da economia geral e dos objectivos do regime que ela institui, que o Reino Unido tinha o direito de propor alterações ao seu PNA após a respectiva notificação à Comissão, e isto até à adopção da sua decisão em aplicação do artigo 11.º, n.º 1, e que a Comissão não podia, através da adopção de uma decisão de rejeição com base no artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87, impedir o Estado Membro de exercer este direito (v. n.os 54 a 61 supra).

64 - Além disso, este argumento da Comissão é incompatível com o teor da sua decisão de 7 de Julho de 2004. Em primeiro lugar e como a Comissão admitiu na audiência, decorre do artigo 2.º, alínea b), desta decisão que as alterações do PNA, que se tornaram necessárias para cobrir a situação das instalações situadas em Gibraltar, poderão conduzir a um aumento da quantidade total das licenças atribuídas. Com efeito, o artigo 3.º, n.º 1, desta decisão contemplou expressamente a possibilidade de a referida quantidade total ser aumentada na sequência das alterações mencionadas no artigo 2.º, sem prévia autorização da Comissão (v. n.º 10 supra). Assim, esta última reconheceu, pelo menos tacitamente, que semelhante alteração era possível sem se violarem os critérios estabelecidos pelo Anexo III da Directiva 2003/87. Donde decorre que há uma incoerência na posição defendida pela Comissão, pois que, por um lado, permite aumentos da quantidade total das licenças a atribuir para suprimir as lacunas que descortinou no PNA e, por outro, recusa tomar em consideração tais alterações quando estas são propostas pelo Estado Membro em questão.

65 - Em segundo lugar, o artigo 3.º, n.º 3, da decisão de 7 de Julho de 2004, que constitui uma aplicação directa do artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87, não limita a extensão das alterações admissíveis antes da adopção de uma decisão definitiva em aplicação do artigo 11.º, n.º 1, da Directiva 2003/87. Com efeito, estando as alterações admissíveis sem aprovação prévia da Comissão previstas no artigo 2.º e no artigo 3.º, n.º 2, da decisão de 7 de Julho de 2004, o artigo 3.º, n.º 3, da referida decisão visa «qualquer» outra alteração, incluindo potencialmente as alterações da quantidade total das licenças a atribuir. Além disso e contrariamente ao que sustenta a Comissão, o artigo 3.º, n.º 1, da decisão de 7 de Julho de 2004 indica unicamente que, na ausência de tal alteração, o Reino Unido não pode exceder a quantidade total de licenças que figura no respectivo PNA.

66 - Segundo a Comissão, o artigo 3.º, n.º 3, da decisão de 7 de Julho de 2004 confere ao Reino Unido a possibilidade de eliminar as incompatibilidades que constam do seu PNA por meios diversos dos previstos no artigo 2.º. Todavia e como refere o Reino Unido, a Comissão aprovou certos PNA submetidos por outros Estados Membros, sem ter apontado quaisquer insuficiências, em decisões que incluem uma disposição análoga à do artigo 3.º, n.º 3. Donde se conclui que, contrariamente ao que sustenta a Comissão, era possível, em aplicação desta disposição, propor alterações diversas daquelas que dizem respeito às insuficiências apontadas pela Comissão.

67 - Quanto ao mais, a Comissão alega que qualquer alteração que dê origem a que a quantidade total de licenças seja excedida deve ser excluída, pois poderá produzir um efeito desfavorável no tocante à estabilidade do mercado (v. n.os 38 e 45 supra). Há que concluir que o mérito deste argumento não foi demonstrado de forma jurídica bastante pela Comissão.

68 - Com efeito, a afirmação da Comissão de que as alterações propostas produziram sérias consequências no respeitante à penúria de licenças e teriam um impacto significativo nos preços do mercado é, no mínimo, excessiva. É facto assente que o Reino Unido notificou o respectivo PNA em 30 de Abril de 2004, indicando expressamente que tinha provisoriamente a intenção de atribuir uma quantidade total de licenças de 736 Mt CO₂ no tocante ao período compreendido entre 2005 e 2007 (v. n.º 6 supra). Seguidamente, em 10 de Novembro de 2004, o Reino Unido notificou à Comissão a sua proposta de aumentar a quantidade total de licenças de 736 para 756,1 Mt CO₂ (v. n.º 12 supra), ou seja, um aumento de 2,7%. Tendo esta alteração sido simultaneamente publicada pelo Reino Unido com vista a recolher as observações do público, há que concluir que os operadores interessados foram informados deste aumento sete semanas antes da abertura do mercado.

69 - Ao que acresce que, na sua decisão de 7 de Julho de 2004, a Comissão reconheceu que se poderiam revelar necessárias alterações às quantidades totais de licenças a atribuir mesmo após a abertura do mercado, independentemente da possibilidade prevista pelo artigo 29.º da Directiva 2003/87 de alterar o PNA em caso de força maior. Em particular, a Comissão encarou, no oitavo considerando da referida decisão, a possibilidade de alterar a quantidade total de licenças atribuídas no respeitante às instalações excluídas do regime comunitário até 31 de Dezembro de 2006 em aplicação do artigo 27.º da Directiva 2003/87. Por conseguinte, o argumento da Comissão, que assenta na ideia de que a estabilidade do mercado constitui uma regra imperativa, é excessivo, sobretudo no tocante às alterações propostas antes da abertura do mercado, e não pode, pois, ser acolhido.

70 - Em todo o caso, no contexto de um mercado no qual os Estados Membros tinham, segundo um comunicado de imprensa da Comissão de 20 de Junho de 2005, atribuído uma quantidade total de licenças de 6 572 Mt CO₂, a Comissão não explicou como poderia um aumento de 20,1 Mt CO₂, anunciado sete semanas antes da abertura do mercado, destabilizar este último. Há também que referir que em 10 de Novembro de 2004, data em que o Reino Unido propôs as alterações em causa, a Comissão não tinha ainda tomado uma decisão em aplicação do artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87 no tocante aos PNA de nove Estados Membros.

71 - A Comissão invocou implicitamente o facto de que o Reino Unido deveria ter tomado a sua decisão em aplicação do artigo 11.º, n.º 1, da Directiva 2003/87 até 30 de Setembro de 2004 e de que já não lhe assistiria o direito de propor alterações ao PNA após esta data. Há que referir, a este respeito, que, apesar desta consideração ter sido mencionada no sexto considerando da decisão impugnada, não constituiu o motivo da rejeição. As alterações foram rejeitadas como inadmissíveis pela razão de excederem as quantidades totais fixadas pela decisão de 7 de Julho de 2004.

72 - Além disso, não foi contestado que o Reino Unido agiu de boa fé, ao continuar os seus trabalhos sobre o respectivo PNA após o ter notificado e ao efectuar diligências com vista a obter informações mais precisas no tocante às previsões de emissões para os sectores abrangidos pela Directiva 2003/87. No ofício que dirigiu ao representante permanente do Reino Unido em 11 de Outubro de 2004, a Comissão, após ter referido que o Reino Unido não tinha respeitado o prazo de 30 de Setembro de 2004, tomou nota dos «progressos que as [respectivas] autoridades se empenhavam em realizar para responder aos requisitos impostos pela decisão» e convidou o a notificar lhe o mais rapidamente

possível as informações necessárias. Vista a atitude assim adoptada pela Comissão, esta não pode afirmar que a data de 30 de Setembro de 2004 era peremptória no tocante à possibilidade de os Estados Membros, proporem alterações aos PNA em aplicação do artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87.

73 - Quanto ao argumento do Reino Unido de que o PNA, como inicialmente notificado à Comissão, era provisório, basta referir que, uma vez que está estabelecido que assistia ao Estado Membro em questão o direito de propor alterações à Comissão após a expiração do prazo de três meses previsto pelo artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87 ou após uma decisão tomada em aplicação deste artigo, é irrelevante o facto de o PNA ter sido designado como «provisório» no momento da sua notificação inicial. Como a Comissão referiu, um Estado Membro não pode, mediante a notificação de um PNA incompleto, adiar indefinidamente uma tomada de decisão por parte da Comissão em aplicação do artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87. Todavia, se o PNA for incompleto ou «provisório», à Comissão assiste o direito de o rejeitar, quer por não ser conforme com os critérios estabelecidos pela Directiva 2003/87, quer porque a impede de apreciar a sua conformidade com os referidos critérios. Nestas hipóteses, a Comissão goza do direito de, ao rejeitar o PNA, obrigar o Estado Membro a notificar um novo PNA completo, antes de poder tomar a sua decisão em aplicação do artigo 11.º, n.º 1, da Directiva 2003/87. Contrariamente ao que sustenta a Comissão, não há qualquer razão para deduzir que, quando tenha sido notificado um PNA incompleto, o prazo de três meses referido no artigo 9.º, n.º 3, da Directiva 2003/87, do qual dispõe para rejeitar o plano, não pode começar a correr.

74 - Vistas as precedentes considerações, há que concluir que a Comissão cometeu um erro de direito ao rejeitar como inadmissíveis as alterações propostas pelo Reino Unido. Portanto, há que acolher o fundamento único invocado pelo Reino Unido e anular a decisão impugnada.

Quanto às despesas

75 - Por força do disposto no n.º 2 do artigo 87.º do Regulamento de Processo, a parte vencida é condenada nas despesas se a parte vencedora o tiver requerido. Tendo a Comissão sido vencida, há que decidir que suportará, para além das suas próprias despesas, as efectuadas pelo Reino Unido, em conformidade com o pedido deste último.

Pelos fundamentos expostos,

O TRIBUNAL DE PRIMEIRA INSTÂNCIA (Primeira Secção)

decide:

1) A decisão C (2005) 1081 final da Comissão, de 12 de Abril de 2005, relativa à proposta de alteração do plano nacional de atribuição de licenças de emissão de gases com efeito de estufa, notificada pelo Reino Unido, é anulada.

2) A Comissão suportará as suas próprias despesas, bem como as efectuadas pelo Reino Unido.

Cooke

García Valdecasas

Labucka

Proferido em audiência pública no Luxemburgo, em 23 de Novembro de 2005.

O secretário

O presidente

E. Coulon

R. García Valdecasas

* Língua do processo: inglês.

Supreme Court of the United States

Nº 05–1120 , April 2, 2007

Syllabus

MASSACHUSETTS ET AL. v. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY ET AL.

CERTIORARI TO THE UNITED STATES COURT OF APPEALS FOR THE DISTRICT OF COLUMBIA CIRCUIT

Nº 05–1120. Argued November 29, 2006—Decided April 2, 2007

Based on respected scientific opinion that a well-documented rise in global temperatures and attendant climatological and environmental changes have resulted from a significant increase in the atmospheric concentration of “greenhouse gases,” a group of private organizations petitioned the Environmental Protection Agency (EPA) to begin regulating the emissions of four such gases, including carbon dioxide, under §202(a)(1) of the Clean Air Act, which requires that the EPA “shall by regulation prescribe . . . standards applicable to the emission of any air pollutant from any class . . . of new motor vehicles . . . which in [the EPA Administrator’s] judgment cause[s], or contribute[s] to, air pollution . . . reasonably . . . anticipated to endanger public health or welfare,” 42 U. S. C. §7521(a)(1). The Act defines “air pollutant” to include “any air pollution agent . . . , including any physical, chemical . . . substance . . . emitted into . . . the ambient air.” §7602(g). EPA ultimately denied the petition, reasoning that

(1) the Act does not authorize it to issue mandatory regulations to address global climate change, and (2) even if it had the authority to set greenhouse gas emission standards, it would have been unwise to do so at that time because a causal link between greenhouse gases and the increase in global surface air temperatures was not unequivocally established. The agency further characterized any EPA regulation of motor-vehicle emissions as a piecemeal approach to climate change that would conflict with the President’s comprehensive approach involving additional support for technological innovation, the creation of nonregulatory programs to encourage voluntary private-sector reductions in greenhouse gas emissions, and further research on climate change, and might hamper the President’s ability to persuade key developing nations to reduce emissions.

Petitioners, now joined by intervenor Massachusetts and other state and local governments, sought review in the D. C. Circuit. Although each of the three judges on the panel wrote separately, two of them agreed that the EPA Administrator properly exercised his discretion in denying the rulemaking petition. One judge concluded that the Administrator’s exercise of “judgment” as to whether a pollutant could “reasonably be anticipated to endanger public health or welfare,” §7521(a)(1), could be based on scientific uncertainty as well as other factors, including the concern that unilateral U. S. regulation of motor-vehicle emissions could weaken efforts to reduce other countries’ greenhouse gas emissions. The second judge opined that petitioners had failed to demonstrate the particularized injury to them that is necessary to establish standing under Article III, but accepted the contrary view as the law of the case and joined the judgment on the merits as the closest to that which he preferred. The court therefore denied review.

Held:

1. Petitioners have standing to challenge the EPA's denial of their rulemaking petition. Pp. 12–23.

(a) This case suffers from none of the defects that would preclude it from being a justiciable Article III “Controvers[y].” See, e.g., *Luther v. Borden*, 7 How. 1. Moreover, the proper construction of a congressional statute is an eminently suitable question for federal-court resolution, and Congress has authorized precisely this type of challenge to EPA action, see 42 U. S. C. §7607(b)(1). Contrary to EPA's argument, standing doctrine presents no insuperable jurisdictional obstacle here. To demonstrate standing, a litigant must show that it has suffered a concrete and particularized injury that is either actual or imminent, that the injury is fairly traceable to the defendant, and that a favorable decision will likely redress that injury. See *Lujan v. Defenders of Wildlife*, 504 U. S. 555, 560–561. However, a litigant to whom Congress has “accorded a procedural right to protect his concrete interests,” *id.*, at 573, n. 7—here, the right to challenge agency action unlawfully withheld, §7607(b)(1)—“can assert that right without meeting all the normal standards for redressability and immediacy,” *ibid.* Only one petitioner needs to have standing to authorize review. See *Rumsfeld v. Forum for Academic and Institutional Rights, Inc.*, 547 U. S. 47, 52, n. 2. Massachusetts has a special position and interest here. It is a sovereign State and not, as in *Lujan*, a private individual, and it actually owns a great deal of the territory alleged to be affected. The sovereign prerogatives to force reductions in greenhouse gas emissions, to negotiate emissions treaties with developing countries, and (in some circumstances) to exercise the police power to reduce motor-vehicle emissions are now lodged in the Federal Government. Because congress has ordered EPA to protect Massachusetts (among others) by prescribing applicable standards, §7521(a)(1), and has given Massachusetts a concomitant procedural right to challenge the rejection of its rulemaking petition as arbitrary and capricious, §7607(b)(1), petitioners' submissions as they pertain to Massachusetts have satisfied the most demanding standards of the adversarial process. EPA's steadfast refusal to regulate greenhouse gas emissions presents a risk of harm to Massachusetts that is both “actual” and “imminent,” *Lujan*, 504 U. S., at 560, and there is a “substantial likelihood that the judicial relief requested” will prompt EPA to take steps to reduce that risk, *Duke Power Co. v. Carolina Environmental Study Group, Inc.*, 438 U. S. 59, 79. Pp. 12–17.

(b) The harms associated with climate change are serious and well recognized. The Government's own objective assessment of the relevant science and a strong consensus among qualified experts indicate that global warming threatens, *inter alia*, a precipitate rise in sea levels, severe and irreversible changes to natural ecosystems, a significant reduction in winter snowpack with direct and important economic consequences, and increases in the spread of disease and the ferocity of weather events. That these changes are widely shared does not minimize Massachusetts' interest in the outcome of this litigation. See *Federal Election Comm'n v. Akins*, 524 U. S. 11, 24. According to petitioners' uncontested affidavits, global sea levels rose between 10 and 20 centimeters over the 20th century as a result of global warming and have already begun to swallow Massachusetts' coastal land. Remediation costs alone, moreover, could reach hundreds of millions of dollars. Pp. 17–19.

(c) Given EPA's failure to dispute the existence of a causal connection between man-made greenhouse gas emissions and global warming, its refusal to regulate such emissions, at a minimum, “contributes” to Massachusetts' injuries. EPA overstates its case in arguing that its decision not to regulate contributes so insignificantly to petitioners' injuries that it cannot be haled into federal court, and that there is no realistic possibility that the relief

sought would mitigate global climate change and remedy petitioners' injuries, especially since predicted increases in emissions from China, India, and other developing nations will likely offset any marginal domestic decrease EPA regulation could bring about. Agencies, like legislatures, do not generally resolve massive problems in one fell swoop, see *Williamson v. Lee Optical of Okla., Inc.*, 348 U. S. 483, 489, but instead whittle away over time, refining their approach as circumstances change and they develop a more nuanced understanding of how best to proceed, cf. *SEC v. Chenery Corp.*, 332 U. S. 194, 202–203. That a first step might be tentative does not by itself negate federal-court jurisdiction. And reducing domestic automobile emissions is hardly tentative. Leaving aside the other greenhouse gases, the record indicates that the U. S. transportation sector emits an enormous quantity of carbon dioxide into the atmosphere. Pp. 20–21.

(d) While regulating motor-vehicle emissions may not by itself reverse global warming, it does not follow that the Court lacks jurisdiction to decide whether EPA has a duty to take steps to *slow* or *reduce* it. See *Larson v. Valente*, 456 U. S. 228, 243, n. 15. Because of the enormous potential consequences, the fact that a remedy's effectiveness might be delayed during the (relatively short) time it takes for a new motor-vehicle fleet to replace an older one is essentially irrelevant. Nor is it dispositive that developing countries are poised to substantially increase greenhouse gas emissions: A reduction in domestic emissions would slow the pace of global emissions increases, no matter what happens elsewhere. The Court attaches considerable significance to EPA's espoused belief that global climate change must be addressed. Pp. 21–23.

2. The scope of the Court's review of the merits of the statutory issues is narrow. Although an agency's refusal to initiate enforcement proceedings is not ordinarily subject to judicial review, *Heckler v. Chaney*, 470 U. S. 821, there are key differences between nonenforcement and denials of rulemaking petitions that are, as in the present circumstances, expressly authorized. EPA concluded alternatively in its petition denial that it lacked authority under §7521(a)(1) to regulate new vehicle emissions because carbon dioxide is not an "air pollutant" under §7602, and that, even if it possessed authority, it would decline to exercise it because regulation would conflict with other administration priorities. Because the Act expressly permits review of such an action, §7607(b)(1), this Court "may reverse [it if it finds it to be] arbitrary, capricious, an abuse of discretion, or otherwise not in accordance with law," §7607(d)(9). Pp. 24–25.

3. Because greenhouse gases fit well within the Act's capacious definition of "air pollutant," EPA has statutory authority to regulate emission of such gases from new motor vehicles. That definition—which includes "any air pollution agent . . . , including any physical, chemical, . . . substance . . . emitted into . . . the ambient air . . . ," §7602(g) (emphasis added)—embraces all airborne compounds of whatever stripe. Moreover, carbon dioxide and other greenhouse gases are undoubtedly "physical [and] chemical . . . substance[s]." *Ibid.* EPA's reliance on postenactment congressional actions and deliberations it views as tantamount to a command to refrain from regulating greenhouse gas emissions is unavailing. Even if postenactment legislative history could shed light on the meaning of an otherwise-unambiguous statute, EPA identifies nothing suggesting that Congress meant to curtail EPA's power to treat greenhouse gases as air pollutants. The Court has no difficulty reconciling Congress' various efforts to promote interagency collaboration and re-search to better understand climate change with the agency's preexisting mandate to regulate "any air pollutant" that may endanger the public welfare. *FDA v. Brown & Williamson Tobacco Corp.*, 529 U. S. 120, 133, distinguished. Also unpersuasive is EPA's argument that its regulation of motor-vehicle carbon dioxide emissions would require it to tighten mileage standards, a job (according to EPA) that Congress has assigned to the Department of Transportation.

The fact that DOT's mandate to promote energy efficiency by setting mileage standards may overlap with EPA's environmental responsibilities in no way licenses EPA to shirk its duty to protect the public "health" and "welfare," §7521(a)(1). Pp. 25–30.

4. EPA's alternative basis for its decision—that even if it has statutory authority to regulate greenhouse gases, it would be unwise to do so at this time—rests on reasoning divorced from the statutory text. While the statute conditions EPA action on its formation of a "judgment," that judgment must relate to whether an air pollutant "cause[s], or contribute[s] to, air pollution which may reasonably be anticipated to endanger public health or welfare." §7601(a)(1). Under the Act's clear terms, EPA can avoid promulgating regulations only if it determines that greenhouse gases do not contribute to climate change or if it provides some reasonable explanation as to why it cannot or will not exercise its discretion to determine whether they do. It has refused to do so, offering instead a laundry list of reasons not to regulate, including the existence of voluntary Executive Branch programs providing a response to global warming and impairment of the President's ability to negotiate with developing nations to reduce emissions. These policy judgments have nothing to do with whether greenhouse gas emissions contribute to climate change and do not amount to a reasoned justification for declining to form a scientific judgment. Nor can EPA avoid its statutory obligation by noting the uncertainty surrounding various features of climate change and concluding that it would therefore be better not to regulate at this time. If the scientific uncertainty is so profound that it precludes EPA from making a reasoned judgment, it must say so. The statutory question is whether sufficient information exists for it to make an endangerment finding. Instead, EPA rejected the rulemaking petition based on impermissible considerations. Its action was therefore "arbitrary, capricious, or otherwise not in accordance with law," §7607(d)(9). On remand, EPA must ground its reasons for action or inaction in the statute. Pp. 30–32. 415 F. 3d 50, reversed and remanded.

STEVENS, J., delivered the opinion of the Court, in which KENNEDY, SOUTER, GINSBURG, and BREYER, JJ., joined. ROBERTS, C. J., filed a dissenting opinion, in which SCALIA, THOMAS, and ALITO, JJ., joined. SCALIA, J., filed a dissenting opinion, in which ROBERTS, C. J., and THOMAS and ALITO, JJ., joined.

Supreme Court of the United States

Nº 05–1120 , April 2, 2007

Opinion of the Court

MASSACHUSETTS, ET AL., PETITIONERS v. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY ET AL.

ON WRIT OF CERTIORARI TO THE UNITED STATES COURT OF APPEALS FOR THE DISTRICT OF COLUMBIA CIRCUIT

[April 2, 2007]

JUSTICE STEVENS delivered the opinion of the Court.

A well-documented rise in global temperatures has coincided with a significant increase in the concentration of carbon dioxide in the atmosphere. Respected scientists believe the two trends are related. For when carbon dioxide is released into the atmosphere, it acts like the ceiling of a greenhouse, trapping solar energy and retarding the escape of reflected heat. It is therefore a species—the most important species—of a “greenhouse gas.”

Calling global warming “the most pressing environmental challenge of our time,”¹ a group of States,² local governments,³ and private organizations,⁴ alleged in a petition for certiorari that the Environmental Protection Agency (EPA) has abdicated its responsibility under the Clean Air Act to regulate the emissions of four greenhouse gases, including carbon dioxide. Specifically, petitioners asked us to answer two questions concerning the meaning of §202(a)(1) of the Act: whether EPA has the statutory authority to regulate greenhouse gas emissions from new motor vehicles; and if so, whether its stated reasons for refusing to do so are consistent with the statute.

In response, EPA, supported by 10 intervening States⁵ and six trade associations,⁶ correctly argued that we may not address those two questions unless at least one petitioner has standing to invoke our jurisdiction under Article III of the Constitution. Notwithstanding the serious character of that jurisdictional argument and the absence of any conflicting decisions construing §202(a)(1), the unusual importance of the underlying issue persuaded us to grant the writ. 548 U. S. ___ (2006).

Section 202(a)(1) of the Clean Air Act, as added by Pub. L. 89–272, §101(8), 79 Stat. 992, and as amended by, *inter alia*, 84 Stat. 1690 and 91 Stat. 791, 42 U. S. C. §7521(a)(1), provides:

“The [EPA] Administrator shall by regulation prescribe (and from time to time revise) in accordance with the provisions of this section, standards applicable to the emission of any air pollutant from any class or classes of new motor vehicles or new motor

¹ Pet, for Cert. 22.

² California, Connecticut, Illinois, Maine, Massachusetts, New Jersey, New Mexico, New York, Oregon, Rhode Island, Vermont, and Washington.

³ District of Columbia, American Samoa, New York City, and Baltimore.

⁴ Center for Biological Diversity, Center for Food Safety, Conservation Law Foundation, Environmental Advocates, Environmental Defense, Friends of the Earth, Greenpeace, International Center for Technology Assessment, National Environmental Trust, Natural Resources Defense Council, Sierra Club, Union of Concerned Scientists, and U. S. Public Interest Research Group.

⁵ Alaska, Idaho, Kansas, Michigan, Nebraska, North Dakota, Ohio, South Dakota, Texas, and Utah.

⁶ Alliance of Automobile Manufacturers, National Automobile Dealers Association, Engine Manufacturers Association, Truck Manufacturers Association, CO₂ Litigation Group, and Utility Air Regulatory Group.



vehicle engines, which in his judgment cause, or contributeto, air pollution which may reasonably be anticipated to endanger public health or welfare”⁷

The Act defines “air pollutant” to include “any air pollution agent or combination of such agents, including any physical, chemical, biological, radioactive . . . substance or matter which is emitted into or otherwise enters the ambient air.” §7602(g). “Welfare” is also defined broadly: among other things, it includes “effects on . . . weather . . . and climate.” §7602(h).

When Congress enacted these provisions, the study of climate change was in its infancy.⁸ In 1959, shortly after the U. S. Weather Bureau began monitoring atmospheric carbon dioxide levels, an observatory in Mauna Loa, Hawaii, recorded a mean level of 316 parts per million. This was well above the highest carbon dioxide concentration—no more than 300 parts per million—revealed in the 420,000-year-old ice-core record.⁹ By the time Congress drafted §202(a)(1) in 1970, carbon dioxide levels had reached 325 parts per million.¹⁰

In the late 1970’s, the Federal Government began devoting serious attention to the possibility that carbon dioxide emissions associated with human activity could provoke climate change. In 1978, Congress enacted the National Climate Program Act, 92 Stat. 601, which required the President to establish a program to “assist the Nation and the world to understand and respond to natural and maninduced climate processes and their implications,” *id.*, §3. President Carter, in turn, asked the National Research Council, the working arm of the National Academy of Sciences, to investigate the subject. The Council’s response was unequivocal: “If carbon dioxide continues to increase, the study group finds no reason to doubt that climate changes will result and no reason to believe that these changes will be negligible. . . . A wait-and-see policy may mean waiting until it is too late.”¹¹

Congress next addressed the issue in 1987, when it enacted the Global Climate Protection Act, Title XI of Pub. L. 100–204, 101 Stat. 1407, note following 15 U. S. C. §2901. Finding that “manmade pollution—the release of carbon dioxide, chlorofluorocarbons, methane, and other trace gases into the atmosphere—may be producing a long-term and substantial increase in the average temperature on Earth,” §1102(1), 101 Stat. 1408, Congress directed EPA to propose to Congress a “coordinated national policy on global climate change,” §1103(b), and ordered the Secretary of State to work “through the channels of multilateral

⁷ The 1970 version of §202(a)(1) used the phrase “which endangers the public health or welfare” rather than the more-protective “which may reasonably be anticipated to endanger public health or welfare.” See §6(a) of the Clean Air Amendments of 1970, 84 Stat. 1690. Congress amended §202(a)(1) in 1977 to give its approval to the decision in *Ethyl Corp. v. EPA*, 541 F. 2d 1, 25 (CA DC 1976) (en banc), which held that the Clean Air Act “and common sense . . . demand regulatory action to prevent harm, even if the regulator is less than certain that harm is otherwise inevitable.” See §401(d)(1) of the Clean Air Act Amendments of 1977, 91 Stat. 791; see also H. R. Rep. No. 95–294, p. 49 (1977).

⁸ The Council on Environmental Quality had issued a report in 1970 concluding that “[m]an may be changing his weather.” Environmental Quality: The First Annual Report 93. Considerable uncertainty remained in those early years, and the issue went largely unmentioned in the congressional debate over the enactment of the Clean Air Act. But see 116 Cong. Rec. 32914 (1970) (statement of Sen. Boggs referring to Council’s conclusion that “[a]ir pollution alters the climate and may produce global changes in temperature”).

⁹ See Intergovernmental Panel on Climate Change, *Climate Change 2001: Synthesis Report*, pp. 202–203 (2001). By drilling through thick Antarctic ice sheets and extracting “cores,” scientists can examine ice from long ago and extract small samples of ancient air. That air can then be analyzed, yielding estimates of carbon dioxide levels. *Ibid.*

¹⁰ A more dramatic rise was yet to come: In 2006, carbon dioxide levels reached 382 parts per million, see Dept. of Commerce, National Oceanic & Atmospheric Administration, Mauna Loa CO₂ Monthly Mean Data, www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/co2_mm_mlo.dat (all Internet materials as visited Mar. 29, 2007, and available in Clerk of Court’s case file), a level thought to exceed the concentration of carbon dioxide in the atmosphere at any point over the past 20-million years. See Intergovernmental Panel on Climate Change, *Technical Summary of Working Group I Report 39* (2001).

¹¹ Climate Research Board, *Carbon Dioxide and Climate: A Scientific Assessment*, p. vii (1979).

diplomacy” and coordinate diplomatic efforts to combat global warming, §1103(c). Congress emphasized that “ongoing pollution and deforestation may be contributing now to an irreversible process” and that “[n]ecessary actions must be identified and implemented in time to protect the climate.” §1102(4).

Meanwhile, the scientific understanding of climate change progressed. In 1990, the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), a multinational scientific body organized under the auspices of the United Nations, published its first comprehensive report on the topic. Drawing on expert opinions from across the globe, the IPCC concluded that “emissions resulting from human activities are substantially increasing the atmospheric concentrations of . . . greenhouse gases [which] will enhance the greenhouse effect, resulting on average in an additional warming of the Earth’s surface.”¹²

Responding to the IPCC report, the United Nations convened the “Earth Summit” in 1992 in Rio de Janeiro. The first President Bush attended and signed the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), a nonbinding agreement among 154 nations to reduce atmospheric concentrations of carbon dioxide and other greenhouse gases for the purpose of “prevent[ing] dangerous anthropogenic [i.e., human-induced] interference with the [Earth’s] climate system.”¹³ S. Treaty Doc. No. 102–38, Art. 2, p. 5 (1992). The Senate unanimously ratified the treaty.

Some five years later—after the IPCC issued a second comprehensive report in 1995 concluding that “[t]he balance of evidence suggests there is a discernible human influence on global climate”¹⁴—the UNFCCC signatories met in Kyoto, Japan, and adopted a protocol that assigned mandatory targets for industrialized nations to reduce greenhouse gas emissions. Because those targets did not apply to developing and heavily polluting nations such as China and India, the Senate unanimously passed a resolution expressing its sense that the United States should not enter into the Kyoto Protocol. See S. Res. 98, 105th Cong., 1st Sess. (July 25, 1997) (as passed). President Clinton did not submit the protocol to the Senate for ratification.

II

On October 20, 1999, a group of 19 private organizations¹⁵ filed a rulemaking petition asking EPA to regulate “greenhouse gas emissions from new motor vehicles under §202 of the Clean Air Act.” App. 5. Petitioners maintained that 1998 was the “warmest year on record”; that carbon dioxide, methane, nitrous oxide, and hydrofluorocarbons are “heat trapping greenhouse gases”; that green house gas emissions have significantly accelerated climate change; and that the IPCC’s 1995 report warned that “carbon dioxide remains the most important contributor to [man-made] forcing of climate change.” *Id.*, at 13 (internal quotation marks omitted). The petition further alleged that climate change will have serious adverse effects on human health and the environment. *Id.*, at 22–35. As to EPA’s statutory authority, the petition observed that the agency itself had already confirmed that it had

¹² IPCC, *Climate Change: The IPCC Scientific Assessment*, p. xi (J. Houghton, G. Jenkins, & J. Ephraums eds. 1991).

¹³ The industrialized countries listed in Annex I to the UNFCCC undertook to reduce their emissions of greenhouse gases to 1990 levels by the year 2000. No immediate restrictions were imposed on developing countries, including China and India. They could choose to become Annex I countries when sufficiently developed.

¹⁴ IPCC, *Climate Change 1995, The Science of Climate Change*, p. 4.

¹⁵ Alliance for Sustainable Communities; Applied Power Technologies, Inc.; Bio Fuels America; The California Solar Energy Industries Assn.; Clements Environmental Corp.; Environmental Advocates; Environmental and Energy Study Institute; Friends of the Earth; Full Circle Energy Project, Inc.; The Green Party of Rhode Island; Greenpeace USA; International Center for Technology Assessment; Network for Environmental and Economic Responsibility of the United Church of Christ; New Jersey Environmental Watch; New Mexico Solar Energy Assn.; Oregon Environmental Council; Public Citizen; Solar Energy Industries Assn.; The SUN DAY Campaign. See App. 7–11.



the power to regulate carbon dioxide. See *id.*, at 18, n. 21. In 1998, Jonathan Z. Cannon, then EPA's General Counsel, prepared a legal opinion concluding that "CO₂ emissions are within the scope of EPA's authority to regulate," even as he recognized that EPA had so far declined to exercise that authority. *Id.*, at 54 (memorandum to Carol M. Browner, Administrator (Apr. 10, 1998) (hereinafter Cannon memorandum)). Cannon's successor, Gary S. Guzy, reiterated that opinion before a congressional committee just two weeks before the rulemaking petition was filed. See *id.*, at 61.

Fifteen months after the petition's submission, EPA requested public comment on "all the issues raised in [the] petition," adding a "particular" request for comments on "any scientific, technical, legal, economic or other aspect of these issues that may be relevant to EPA's consideration of this petition." 66 Fed. Reg. 7486, 7487 (2001). EPA received more than 50,000 comments over the next five months. See 68 Fed. Reg. 52924 (2003).

Before the close of the comment period, the White House sought "assistance in identifying the areas in the science of climate change where there are the greatest certainties and uncertainties" from the National Research Council, asking for a response "as soon as possible." App. 213. The result was a 2001 report titled *Climate Change: An Analysis of Some Key Questions* (NRC Report), which, drawing heavily on the 1995 IPCC report, concluded that "[g]reenhouse gases are accumulating in Earth's atmosphere as a result of human activities, causing surface air temperatures and subsurface ocean temperatures to rise. Temperatures are, in fact, rising." NRC Report 1.

On September 8, 2003, EPA entered an order denying the rulemaking petition. 68 Fed. Reg. 52922. The agency gave two reasons for its decision: (1) that contrary to the opinions of its former general counsels, the Clean Air Act does not authorize EPA to issue mandatory regulations to address global climate change, see *id.*, at 52925–52929; and (2) that even if the agency had the authority to set greenhouse gas emission standards, it would be unwise to do so at this time, *id.*, at 52929–52931.

In concluding that it lacked statutory authority over greenhouse gases, EPA observed that Congress "was well aware of the global climate change issue when it last comprehensively amended the [Clean Air Act] in 1990," yet it declined to adopt a proposed amendment establishing binding emissions limitations. *Id.*, at 52926. Congress instead chose to authorize further investigation into climate change. *Ibid.* (citing §§103(g) and 602(e) of the Clean Air Act Amendments of 1990, 104 Stat. 2652, 2703, 42 U. S. C. §§7403(g)(1) and 7671a(e)). EPA further reasoned that Congress' "specially tailored solutions to global atmospheric issues," 68 Fed. Reg. 52926—in particular, its 1990 enactment of a comprehensive scheme to regulate pollutants that depleted the ozone layer, see Title VI, 104 Stat. 2649, 42 U. S. C. §§7671–7671q—counseled against reading the general authorization of §202(a)(1) to confer regulatory authority over greenhouse gases.

EPA stated that it was "urged on in this view" by this Court's decision in *FDA v. Brown & Williamson Tobacco Corp.*, 529 U. S. 120 (2000). In that case, relying on "tobacco[s] unique political history," *id.*, at 159, we invalidated the Food and Drug Administration's reliance on its general authority to regulate drugs as a basis for asserting jurisdiction over an "industry constituting a significant portion of the American economy," *ibid.*

EPA reasoned that climate change had its own "political history": Congress designed the original Clean Air Act to address *local* air pollutants rather than a substance that "is fairly consistent in its concentration throughout the world's atmosphere," 68 Fed. Reg. 52927 (emphasis added); declined in 1990 to enact proposed amendments to force EPA to set carbon dioxide emission standards for motor vehicles, *ibid.* (citing H. R. 5966, 101st Cong., 2d Sess. (1990)); and addressed global climate change in other legislation, 68 Fed. Reg. 52927. Because of this political history, and because imposing emission limitations

on greenhouse gases would have even greater economic and political repercussions than regulating tobacco, EPA was persuaded that it lacked the power to do so. *Id.*, at 52928. In essence, EPA concluded that climate change was so important that unless Congress spoke with exacting specificity, it could not have meant the agency to address it.

Having reached that conclusion, EPA believed it followed that greenhouse gases cannot be “air pollutants” within the meaning of the Act. See *ibid.* (“It follows from this conclusion, that [greenhouse gases], as such, are not air pollutants under the [Clean Air Act’s] regulatory provisions . . .”). The agency bolstered this conclusion by explaining that if carbon dioxide were an air pollutant, the only feasible method of reducing tailpipe emissions would be to improve fuel economy. But because Congress has already created detailed mandatory fuel economy standards subject to Department of Transportation (DOT) administration, the agency concluded that EPA regulation would either conflict with those standards or be superfluous. *Id.*, at 52929.

Even assuming that it had authority over greenhouse gases, EPA explained in detail why it would refuse to exercise that authority. The agency began by recognizing that the concentration of greenhouse gases has dramatically increased as a result of human activities, and acknowledged the attendant increase in global surface air temperatures. *Id.*, at 52930. EPA nevertheless gave controlling importance to the NRC Report’s statement that a causal link between the two “cannot be unequivocally established.” *Ibid.* (quoting NRC Report 17). Given that residual uncertainty, EPA concluded that regulating greenhouse gas emissions would be unwise. 68 Fed. Reg. 52930.

The agency furthermore characterized any EPA regulation of motor-vehicle emissions as a “piecemeal approach” to climate change, *id.*, at 52931, and stated that such regulation would conflict with the President’s “comprehensive approach” to the problem, *id.*, at 52932. That approach involves additional support for technological innovation, the creation of nonregulatory programs to encourage voluntary private-sector reductions in greenhouse gas emissions, and further research on climate change—not actual regulation. *Id.*, at 52932–52933. According to EPA, unilateral EPA regulation of motor-vehicle greenhouse gas emissions might also hamper the President’s ability to persuade key developing countries to reduce greenhouse gas emissions. *Id.*, at 52931.

III

Petitioners, now joined by intervenor States and local governments, sought review of EPA’s order in the United States Court of Appeals for the District of Columbia Circuit.¹⁶ Although each of the three judges on the panel wrote a separate opinion, two judges agreed “that the EPA Administrator properly exercised his discretion under §202(a)(1) in denying the petition for rule making.” 415 F. 3d 50, 58 (2005). The court therefore denied the petition for review.

In his opinion announcing the court’s judgment, Judge Randolph avoided a definitive ruling as to petitioners’ standing, *id.*, at 56, reasoning that it was permissible to proceed to the merits because the standing and the merits inquiries “overlap[ped],” *ibid.* Assuming without deciding that the statute authorized the EPA Administrator to regulate greenhouse gas emissions that “in his judgment” may “reasonably be anticipated to endanger public health or welfare,” 42 U. S. C. §7521(a)(1), Judge Randolph concluded that the exercise of that judgment need not be based solely on scientific evidence, but may also be informed by the sort of policy judgments that motivate congressional action. 415 F. 3d, at 58. Given that

¹⁶ See 42 U. S. C. §7607(b)(1) (“A petition for review of action of the Administrator in promulgating any . . . standard under section 7521 of this title . . . or final action taken, by the Administrator under this chapter may be filed only in the United States Court of Appeals for the District of Columbia”).



framework, it was reasonable for EPA to base its decision on scientific uncertainty as well as on other factors, including the concern that unilateral regulation of U. S. motor-vehicle emissions could weaken efforts to reduce greenhouse gas emissions from other countries. *Ibid.*

Judge Sentelle wrote separately because he believed petitioners failed to “demonstrat[e] the element of injury necessary to establish standing under Article III.” *Id.*, at 59 (opinion dissenting in part and concurring in judgment). In his view, they had alleged that global warming is “harmful to humanity at large,” but could not allege “particularized injuries” to themselves. *Id.*, at 60 (citing *Lujan v. Defenders of Wildlife*, 504 U. S. 555, 562 (1992)). While he dissented on standing, however, he accepted the contrary view as the law of the case and joined Judge Randolph’s judgment on the merits as the closest to that which he preferred. 415 F. 3d, at 60–61.

Judge Tatel dissented. Emphasizing that EPA nowhere challenged the factual basis of petitioners’ affidavits, *id.*, at 66, he concluded that at least Massachusetts had “satisfied each element of Article III standing—injury, causation, and redressability,” *id.*, at 64. In Judge Tatel’s view, the “substantial probability,” *id.*, at 66, that projected rises in sea level would lead to serious loss of coastal property was a “far cry” from the kind of generalized harm insufficient to ground Article III jurisdiction. *Id.*, at 65. He found that petitioners’ affidavits more than adequately supported the conclusion that EPA’s failure to curb greenhouse gas emissions contributed to the sea level changes that threatened Massachusetts’ coastal property. *Ibid.* As to redressability, he observed that one of petitioners’ experts, a former EPA climatologist, stated that “[a]chievable reductions in emissions of CO₂ and other [greenhouse gases] from U. S. motor vehicles would . . . delay and moderate many of the adverse impacts of global warming.” *Ibid.* (quoting declaration of Michael MacCracken, former Executive Director, U. S. Global Change Research Program §5(e) (hereinafter MacCracken Decl.), available in 2 Petitioners’ Standing Appendix in No. 03–1361, etc., (CADC), p. 209 (Stdg. App.)). He further noted that the one-time director of EPA’s motor-vehicle pollution control efforts stated in an affidavit that enforceable emission standards would lead to the development of new technologies that “would gradually be mandated by other countries around the world.” 415 F. 3d, at 66 (quoting declaration of Michael Walsh §§7–8, 10, Stdg. App. 309–310, 311). On the merits, Judge Tatel explained at length why he believed the text of the statute provided EPA with authority to regulate greenhouse gas emissions, and why its policy concerns did not justify its refusal to exercise that authority. 415 F. 3d, at 67–82.

IV

Article III of the Constitution limits federal-court jurisdiction to “Cases” and “Controversies.” Those two words confine “the business of federal courts to questions presented in an adversary context and in a form historically viewed as capable of resolution through the judicial process.” *Flast v. Cohen*, 392 U. S. 83, 95 (1968). It is therefore familiar learning that no justiciable “controversy” exists when parties seek adjudication of a political question, *Luther v. Borden*, 7 How. 1 (1849), when they ask for an advisory opinion, *Hayburn’s Case*, 2 Dall. 409 (1792), see also *Clinton v. Jones*, 520 U. S. 681, 700, n. 33 (1997), or when the question sought to be adjudicated has been mooted by subsequent developments, *California v. San Pablo & Tulare R. Co.*, 149 U. S. 308 (1893). This case suffers from none of these defects.

The parties’ dispute turns on the proper construction of a congressional statute, a question eminently suitable to resolution in federal court. Congress has moreover authorized this type of challenge to EPA action. See 42 U. S. C. §7607(b)(1). That authorization is of critical importance to the standing inquiry: “Congress has the power to define injuries and articulate chains of causation that will give rise to a case or controversy where none

existed before.” Lujan, 504 U. S., at 580 (KENNEDY, J., concurring in part and concurring in judgment). “In exercising this power, however, Congress must at the very least identify the injury it seeks to vindicate and relate the injury to the class of persons entitled to bring suit.” *Ibid.* We will not, therefore, “entertain citizen suits to vindicate the public’s nonconcrete interest in the proper administration of the laws.” *Id.*, at 581.

EPA maintains that because greenhouse gas emissions inflict widespread harm, the doctrine of standing presents an insuperable jurisdictional obstacle. We do not agree. At bottom, “the gist of the question of standing” is whether petitioners have “such a personal stake in the outcome of the controversy as to assure that concrete adverseness which sharpens the presentation of issues upon which the court so largely depends for illumination.” *Baker v. Carr*, 369 U. S. 186, 204 (1962). As JUSTICE KENNEDY explained in his *Lujan* concurrence:

“While it does not matter how many persons have been injured by the challenged action, the party bringing suit must show that the action injures him in a concrete and personal way. This requirement is not just an empty formality. It preserves the vitality of the adversarial process by assuring both that the parties before the court have an actual, as opposed to professed, stake in the outcome, and that the legal questions presented . . . will be resolved, not in the rarified atmosphere of a debating society, but in a concrete factual context conducive to a realistic appreciation of the consequences of judicial action.” 504 U. S., at 581 (internal quotation marks omitted).

To ensure the proper adversarial presentation, *Lujan* holds that a litigant must demonstrate that it has suffered a concrete and particularized injury that is either actual or imminent, that the injury is fairly traceable to the defendant, and that it is likely that a favorable decision will redress that injury. See *id.*, at 560–561. However, a litigant to whom Congress has “accorded a procedural right to protect his concrete interests,” *id.*, at 572, n. 7— here, the right to challenge agency action unlawfully withheld, §7607(b)(1)—“can assert that right without meeting all the normal standards for redressability and immediacy,” *ibid.* When a litigant is vested with a procedural right, that litigant has standing if there is some possibility that the requested relief will prompt the injurycausing party to reconsider the decision that allegedly harmed the litigant. *Ibid.*; see also *Sugar Cane Growers Cooperative of Fla. v. Veneman*, 289 F. 3d 89, 94–95 (CADC 2002) (“A [litigant] who alleges a deprivation of a procedural protection to which he is entitled never has to prove that if he had received the procedure the substantive result would have been altered. All that is necessary is to show that the procedural step was connected to the substantive result”).

Only one of the petitioners needs to have standing to permit us to consider the petition for review. See *Rumsfeld v. Forum for Academic and Institutional Rights, Inc.*, 547 U.S. 47, 52, n. 2 (2006). We stress here, as did Judge Tatel below, the special position and interest of Massachusetts. It is of considerable relevance that the party seeking review here is a sovereign State and not, as it was in *Lujan*, a private individual.

Well before the creation of the modern administrative state, we recognized that States are not normal litigants for the purposes of invoking federal jurisdiction. As Justice Holmes explained in *Georgia v. Tennessee Copper Co.*, 206 U. S. 230, 237 (1907), a case in which Georgia sought to protect its citizens from air pollution originating outside its borders:

“The case has been argued largely as if it were one between two private parties; but it is not. The very elements that would be relied upon in a suit between fellow-citizens as a ground for equitable relief are wanting here. The State owns very little of the territory alleged to be affected, and the damage to it capable of estimate in money, possibly, at least, is small. This is a suit by a State for an injury



to it in its capacity of quasi-sovereign. In that capacity the State has an interest independent of and behind the titles of its citizens, in all the earth and air within its domain. It has the last word as to whether its mountains shall be stripped of their forests and its inhabitants shall breathe pure air.”

Just as Georgia’s “independent interest . . . in all the earth and air within its domain” supported federal jurisdiction a century ago, so too does Massachusetts’ well-founded desire to preserve its sovereign territory today. Cf. *Alden v. Maine*, 527 U. S. 706, 715 (1999) (observing that in the federal system, the States “are not relegated to the role of mere provinces or political corporations, but retain the dignity, though not the full authority, of sovereignty”). That Massachusetts does in fact own a great deal of the “territory alleged to be affected” only reinforces the conclusion that its stake in the outcome of this case is sufficiently concrete to warrant the exercise of federal judicial power.

When a State enters the Union, it surrenders certain sovereign prerogatives. Massachusetts cannot invade Rhode Island to force reductions in greenhouse gas emissions, it cannot negotiate an emissions treaty with China or India, and in some circumstances the exercise of its police powers to reduce in-state motor-vehicle emissions might well be pre-empted. See *Alfred L. Snapp & Son, Inc. v. Puerto Rico ex rel. Barez*, 458 U. S. 592, 607 (1982) (“One helpful indication in determining whether an alleged injury to the health and welfare of its citizens suffices to give the State standing to sue *parens patriae* is whether the injury is one that the State, if it could, would likely attempt to address through its sovereign lawmaking powers”).

These sovereign prerogatives are now lodged in the Federal Government, and Congress has ordered EPA to protect Massachusetts (among others) by prescribing standards applicable to the “emission of any air pollutant from any class or classes of new motor vehicle engines, which in [the Administrator’s] judgment cause, or contribute to, air pollution which may reasonably be anticipated to endanger public health or welfare.” 42 U. S. C. §7521(a)(1). Congress has moreover recognized a concomitant procedural right to challenge the rejection of its rulemaking petition as arbitrary and capricious. §7607(b)(1). Given that procedural right and Massachusetts’ stake in protecting its quasi-sovereign interests, the Commonwealth is entitled to special solicitude in our standing analysis.¹⁷

¹⁷ THE CHIEF JUSTICE accuses the Court of misreading *Georgia v. Tennessee Copper Co.*, 206 U. S. 230 (1907), see post, at 3–4 (dissenting opinion), and “devis[ing] a new doctrine of state standing,” *id.*, at 15. But no less an authority than Hart & Wechsler’s *The Federal Courts and the Federal System* understands *Tennessee Copper* as a standing decision. R. Fallon, D. Meltzer, & D. Shapiro, *Hart & Wechsler’s The Federal Courts and the Federal System* 290 (5th ed. 2003). Indeed, it devotes an entire section to chronicling the long development of cases permitting States “to litigate as *parens patriae* to protect quasi-sovereign interests—*i.e.*, public or governmental interests that concern the state as a whole.” *Id.*, at 289; see, *e.g.*, *Missouri v. Illinois*, 180 U. S. 208, 240–241 (1901) (finding federal jurisdiction appropriate not only “in cases involving boundaries and jurisdiction over lands and their inhabitants, and in cases directly affecting the property right and interests of a state,” but also when the “substantial impairment of the health and prosperity of the towns and cities of the state” are at stake). Drawing on *Massachusetts v. Mellon*, 262 U. S. 447 (1923), and *Alfred L. Snapp & Son, Inc. v. Puerto Rico ex rel. Barez*, 458 U. S. 592 (1982) (citing *Missouri v. Illinois*, 180 U. S. 208 (1901)), THE CHIEF JUSTICE claims that we “overloo[k] the fact that our cases cast significant doubt on a State’s standing to assert a quasi-sovereign interest . . . against the Federal Government.” *Post*, at 5. Not so. *Mellon* itself disavowed any such broad reading when it noted that the Court had been “called upon to adjudicate, not rights of person or property, not rights of dominion over physical domain, [and] not quasi sovereign rights actually invaded or threatened.” 262 U. S., at 484–485 (emphasis added). In any event, we held in *Georgia v. Pennsylvania R. Co.*, 324 U. S. 439, 447 (1945), that there is a critical difference between allowing a State “to protect her citizens from the operation of federal statutes” (which is what *Mellon* prohibits) and allowing a State to assert its rights under federal law (which it has standing to do). Massachusetts does not here dispute that the Clean Air Act *applies* to its citizens; it rather seeks to assert its rights under the Act. See also *Nebraska v. Wyoming*, 515 U. S. 1, 20 (1995) (holding that Wyoming had standing to bring a crossclaim against the United States to vindicate its “‘quasi-sovereign’ interests which are ‘independent of and behind the titles of its citizens, in all the earth and air within its domain’ ” (quoting *Tennessee Copper*, 206 U. S., at 237)).

With that in mind, it is clear that petitioners' submissions as they pertain to Massachusetts have satisfied the most demanding standards of the adversarial process. EPA's steadfast refusal to regulate greenhouse gas emissions presents a risk of harm to Massachusetts that is both "actual" and "imminent." *Lujan*, 504 U. S., at 560 (internal quotation marks omitted). There is, moreover, a "substantial likelihood that the judicial relief requested" will prompt EPA to take steps to reduce that risk. *Duke Power Co. v. Carolina Environmental Study Group, Inc.*, 438 U. S. 59, 79 (1978).

The Injury

The harms associated with climate change are serious and well recognized. Indeed, the NRC Report itself—which EPA regards as an "objective and independent assessment of the relevant science," 68 Fed. Reg. 52930—identifies a number of environmental changes that have already inflicted significant harms, including "the global retreat of mountain glaciers, reduction in snow-cover extent, the earlier spring melting of rivers and lakes, [and] the accelerated rate of rise of sea levels during the 20th century relative to the past few thousand years" NRC Report 16.

Petitioners allege that this only hints at the environmental damage yet to come. According to the climate scientist Michael MacCracken, "qualified scientific experts involved in climate change research" have reached a "strong consensus" that global warming threatens (among other things) a precipitate rise in sea levels by the end of the century, MacCracken Decl. §15, Stdg. App. 207, "severe and irreversible changes to natural ecosystems," *id.*, §5(d), at 209, a "significant reduction in water storage in winter snowpack in mountainous regions with direct and important economic consequences," *ibid.*, and an increase in the spread of disease, *id.*, §28, at 218–219. He also observes that rising ocean temperatures may contribute to the ferocity of hurricanes. *Id.*, §§23–25, at 216–217.¹⁸

That these climate-change risks are "widely shared" does not minimize Massachusetts' interest in the outcome of this litigation. See *Federal Election Comm'n v. Akins*, 524 U. S. 11, 24 (1998) ("[W]here a harm is concrete, though widely shared, the Court has found 'injury in fact'"). According to petitioners' unchallenged affidavits, global sea levels rose somewhere between 10 and 20 centimeters over the 20th century as a result of global warming. MacCracken Decl. §5(c), Stdg. App. 208. These rising seas have already begun to swallow Massachusetts' coastal land. *Id.*, at 196 (declaration of Paul H. Kirshen §5), 216 (MacCracken Decl. §23). Because the Commonwealth "owns a substantial portion of the state's coastal property," *id.*, at 171 (declaration of Karst R. Hoogeboom §4),¹⁹ it has alleged a particularized injury in its capacity as a landowner. The severity of that injury will only increase over the course of the next century: If sea levels continue to rise as predicted, one Massachusetts official believes that a significant fraction of coastal property will be "either permanently lost through inundation or temporarily lost through periodic storm surge and flooding events."

¹⁸ In this regard, MacCracken's 2004 affidavit—drafted more than a year in advance of Hurricane Katrina—was eerily prescient. Immediately after discussing the "particular concern" that climate change might cause an "increase in the wind speed and peak rate of precipitation of major tropical cyclones (i.e., hurricanes and typhoons)," MacCracken noted that "[s]oil compaction, sea level rise and recurrent storms are destroying approximately 20–30 square miles of Louisiana wetlands each year. These wetlands serve as a 'shock absorber' for storm surges that could inundate New Orleans, significantly enhancing the risk to a major urban population." §§24–25, Stdg. App. 217.

¹⁹ "For example, the [Massachusetts Department of Conservation and Recreation] owns, operates and maintains approximately 53 coastal state parks, beaches, reservations, and wildlife sanctuaries. [It] also owns, operates and maintains sporting and recreational facilities in coastal areas, including numerous pools, skating rinks, playgrounds, playing fields, former coastal fortifications, public stages, museums, bike trails, tennis courts, boathouses and boat ramps and landings. Associated with these coastal properties and facilities is a significant amount of infrastructure, which the Commonwealth also owns, operates and maintains, including roads, parkways, stormwater pump stations, pier[s], sea wall[s] revetments and dams." Hoogeboom Decl. §4, at 171.



Id., §6, at 172.²⁰ Remediation costs alone, petitioners allege, could run well into the hundreds of millions of dollars. *Id.*, §7, at 172; see also Kirshen Decl. §12, at 198.²¹

Causation

EPA does not dispute the existence of a causal connection between man-made greenhouse gas emissions and global warming. At a minimum, therefore, EPA's refusal to regulate such emissions "contributes" to Massachusetts' injuries.

EPA nevertheless maintains that its decision not to regulate greenhouse gas emissions from new motor vehicles contributes so insignificantly to petitioners' injuries that the agency cannot be haled into federal court to answer for them. For the same reason, EPA does not believe that any realistic possibility exists that the relief petitioners seek would mitigate global climate change and remedy their injuries. That is especially so because predicted increases in greenhouse gas emissions from developing nations, particularly China and India, are likely to offset any marginal domestic decrease.

But EPA overstates its case. Its argument rests on the erroneous assumption that a small incremental step, because it is incremental, can never be attacked in a federal judicial forum. Yet accepting that premise would doom most challenges to regulatory action. Agencies, like legislatures, do not generally resolve massive problems in one fell regulatory swoop. See *Williamson v. Lee Optical of Okla., Inc.*, 348 U. S. 483, 489 (1955) ("[A] reform may take one step at a time, addressing itself to the phase of the problem which seems most acute to the legislative mind"). They instead whittle away at them over time, refining their preferred approach as circumstances change and as they develop a more-nuanced understanding of how best to proceed. Cf. *SEC v. Chenery Corp.*, 332 U. S. 194, 202 (1947) ("Some principles must await their own development, while others must be adjusted to meet particular, unforeseeable situations"). That a first step might be tentative does not by itself support the notion that federal courts lack jurisdiction to determine whether that step conforms to law.

And reducing domestic automobile emissions is hardly a tentative step. Even leaving aside the other greenhouse gases, the United States transportation sector emits an enormous quantity of carbon dioxide into the atmosphere—according to the MacCracken affidavit, more than 1.7 billion metric tons in 1999 alone. §30, Stdg. App. 219. That accounts for more than 6% of worldwide carbon dioxide emissions. *Id.*, at 232 (Oppenheimer Decl. §3); see also MacCracken Decl. §31, at 220. To put this in perspective: Considering just emissions from the transportation sector, which represent less than one-third of this country's total carbon dioxide emissions, the United States would still rank as the third-largest emitter of carbon dioxide in the world, outpaced only by the European Union and China.²² Judged by

²⁰ See also *id.*, at 179 (declaration of Christian Jacqz) (discussing possible loss of roughly 14 acres of land per miles of coastline by 2100); Kirshen Decl. §10, at 198 (alleging that "[w]hen such a rise in sea level occurs, a 10-year flood will have the magnitude of the present 100-yearflood and a 100-year flood will have the magnitude of the present 500-year flood").

²¹ In dissent, THE CHIEF JUSTICE dismisses petitioners' submissions as "conclusory," presumably because they do not quantify Massachusetts' land loss with the exactitude he would prefer. *Post*, at 8. He therefore asserts that the Commonwealth's injury is "conjectur[al]." See *ibid.* Yet the likelihood that Massachusetts' coastline will recede has nothing to do with whether petitioners have determined the precise metes and bounds of their soon-to-be-flooded land. Petitioners maintain that the seas are rising and will continue to rise, and have alleged that such a rise will lead to the loss of Massachusetts' sovereign territory. No one, save perhaps the dissenters, disputes those allegations. Our cases require nothing more.

²² See UNFCCC, National Greenhouse Gas Inventory Data for the Period 1990–2004 and Status of Reporting 14 (2006) (hereinafter Inventory Data) (reflecting emissions from Annex I countries); UNFCCC, Sixth Compilation and Synthesis of Initial National Communications from Parties not Included in Annex I to the Convention 7–8 (2005) (reflecting emissions from non-Annex I countries); see also Dept. of Energy, Energy Information Admin., International Energy Annual 2004, H.1co2 World Carbon Dioxide Emissions from the Consumption and Flaring of Fossil Fuels, 1980–2004 (Table), <http://www.eia.doe.gov/pub/international/iealf/tableh1co2.xls>.

any standard, U. S. motor-vehicle emissions make a meaningful contribution to greenhouse gas concentrations and hence, according to petitioners, to global warming.

The Remedy

While it may be true that regulating motor-vehicle emissions will not by itself reverse global warming, it by no means follows that we lack jurisdiction to decide whether EPA has a duty to take steps to *slow or reduce* it. See also *Larson v. Valente*, 456 U. S. 228, 244, n. 15 (1982) (“[A] plaintiff satisfies the redressability requirement when he shows that a favorable decision will relieve a discrete injury to himself. He need not show that a favorable decision will relieve his every injury”). Because of the enormity of the potential consequences associated with man-made climate change, the fact that the effectiveness of a remedy might be delayed during the (relatively short) time it takes for a new motor-vehicle fleet to replace an older one is essentially irrelevant.²³ Nor is it dispositive that developing countries such as China and India are poised to increase greenhouse gas emissions substantially over the next century: A reduction in domestic emissions would slow the pace of global emissions increases, no matter what happens elsewhere.

We moreover attach considerable significance to EPA’s “agree[ment] with the President that ‘we must address the issue of global climate change,’” 68 Fed. Reg. 52929 (quoting remarks announcing Clear Skies and Global Climate Initiatives, 2002 Public Papers of George W. Bush, Vol. 1, Feb. 14, p. 227 (2004)), and to EPA’s ardent support for various voluntary emission-reduction programs, 68 Fed. Reg. 52932. As Judge Tatel observed in dissent below, “EPA would presumably not bother with such efforts if it thought emissions reductions would have no discernable impact on future global warming.” 415 F. 3d, at 66.

In sum—at least according to petitioners’ uncontested affidavits—the rise in sea levels associated with global warming has already harmed and will continue to harm Massachusetts. The risk of catastrophic harm, though remote, is nevertheless real. That risk would be reduced to some extent if petitioners received the relief they seek. We therefore hold that petitioners have standing to challenge the EPA’s denial of their rulemaking petition.²⁴

The scope of our review of the merits of the statutory issues is narrow. As we have repeated time and again, an agency has broad discretion to choose how best to marshal

²³ See also *Mountain States Legal Foundation v. Glickman*, 92 F. 3d 1228, 1234 (CA10 1996) (“The more drastic the injury that government action makes more likely, the lesser the increment in probability to establish standing”); *Village of Elk Grove Village v. Evans*, 997 F. 2d 328, 329 (CA7 1993) (“[E]ven a small probability of injury is sufficient to create a case or controversy—to take a suit out of the category of the hypothetical—provided of course that the relief sought would, if granted, reduce the probability”).

²⁴ In his dissent, THE CHIEF JUSTICE expresses disagreement with the Court’s holding in *United States v. Students Challenging Regulatory Agency Procedures (SCRAP)*, 412 U. S. 669, 687–688 (1973). He does not, however, disavow this portion of Justice Stewart’s opinion for the Court: “Unlike the specific and geographically limited federal action of which the petitioner complained in *Sierra Club [v. Morton]*, 405 U. S. 727 (1972), the challenged agency action in this case is applicable to substantially all of the Nation’s railroads, and thus allegedly has an adverse environmental impact on all the natural resources of the country. Rather than a limited group of persons who used a picturesque valley in California, all persons who utilize the scenic resources of the country, and indeed all who breathe its air, could claim harm similar to that alleged by the environmental groups here. But we have already made it clear that standing is not to be denied simply because many people suffer the same injury. Indeed some of the cases on which we relied in *Sierra Club* demonstrated the patent fact that persons across the Nation could be adversely affected by major governmental actions. *To deny standing to persons who are in fact injured simply because many others are also injured, would mean that the most injurious and widespread Government actions could be questioned by nobody.* We cannot accept that conclusion.” *Ibid.* (citations omitted and emphasis added). It is moreover quite wrong to analogize the legal claim advanced by Massachusetts and the other public and private entities who challenge EPA’s parsimonious construction of the Clean Air Act to a mere “lawyer’s game.” See *post*, at 14.



its limited resources and personnel to carry out its delegated responsibilities. See *Chevron U. S. A. Inc. v. Natural Resources Defense Council, Inc.*, 467 U. S. 837, 842–845 (1984). That discretion is at its height when the agency decides not to bring an enforcement action. Therefore, in *Heckler v. Chaney*, 470 U. S. 821 (1985), we held that an agency’s refusal to initiate enforcement proceedings is not ordinarily subject to judicial review. Some debate remains, however, as to the rigor with which we review an agency’s denial of a petition for rulemaking.

There are key differences between a denial of a petition for rulemaking and an agency’s decision not to initiate an enforcement action. See *American Horse Protection Assn., Inc. v. Lyng*, 812 F. 2d 1, 3–4 (CA DC 1987). In contrast to nonenforcement decisions, agency refusals to initiate rulemaking “are less frequent, more apt to involve legal as opposed to factual analysis, and subject to special formalities, including a public explanation.” *Id.*, at 4; see also 5 U. S. C. §555(e). They moreover arise out of denials of petitions for rulemaking which (at least in the circumstances here) the affected party had an undoubted procedural right to file in the first instance. Refusals to promulgate rules are thus susceptible to judicial review, though such review is “extremely limited” and “highly deferential.” *National Customs Brokers & Forwarders Assn of America, Inc. v. United States*, 883 F. 2d 93, 96 (CA DC 1989).

EPA concluded in its denial of the petition for rulemaking that it lacked authority under 42 U. S. C. §7521(a)(1) to regulate new vehicle emissions because carbon dioxide is not an “air pollutant” as that term is defined in §7602. In the alternative, it concluded that even if it possessed authority, it would decline to do so because regulation would conflict with other administration priorities. As discussed earlier, the Clean Air Act expressly permits review of such an action. §7607(b)(1). We therefore “may reverse any such action found to be . . . arbitrary, capricious, an abuse of discretion, or otherwise not in accordance with law.” §7607(d)(9).

VI

On the merits, the first question is whether §202(a)(1) of the Clean Air Act authorizes EPA to regulate greenhouse gas emissions from new motor vehicles in the event that it forms a “judgment” that such emissions contribute to climate change. We have little trouble concluding that it does. In relevant part, §202(a)(1) provides that EPA “shall by regulation prescribe . . . standards applicable to the emission of any air pollutant from any class or classes of new motor vehicles or new motor vehicle engines, which in [the Administrator’s] judgment cause, or contribute to, air pollution which may reasonably be anticipated to endanger public health or welfare.” 42 U. S. C. §7521(a)(1).

Because EPA believes that Congress did not intend it to regulate substances that contribute to climate change, the agency maintains that carbon dioxide is not an “air pollutant” within the meaning of the provision.

The statutory text forecloses EPA’s reading. The Clean Air Act’s sweeping definition of “air pollutant” includes “any air pollution agent or combination of such agents, including any physical, chemical . . . substance or matter which is emitted into or otherwise enters the ambient air” §7602(g) (emphasis added). On its face, the definition embraces all airborne compounds of whatever stripe, and underscores that intent through the repeated use of the word “any.”²⁵ Carbon dioxide, methane, nitrous oxide, and hydrofluorocarbons

²⁵ See *Department of Housing and Urban Development v. Rucker*, 535 U. S. 125, 131 (2002) (observing that “any” . . . has an expansive mean-ing, that is, one or some indiscriminately of whatever kind” (some internal quotation marks omitted)).

are without a doubt “physical [and] chemical . . . substance[s] which [are] emitted into . . . the ambient air.” The statute is unambiguous.²⁶

Rather than relying on statutory text, EPA invokes postenactment congressional actions and deliberations it views as tantamount to a congressional command to refrain from regulating greenhouse gas emissions. Even if such postenactment legislative history could shed light on the meaning of an otherwise-unambiguous statute, EPA never identifies any action remotely suggesting that Congress meant to curtail its power to treat greenhouse gases as air pollutants. That subsequent Congresses have eschewed enacting binding emissions limitations to combat global warming tells us nothing about what Congress meant when it amended §202(a)(1) in 1970 and 1977.²⁷ And unlike EPA, we have no difficulty reconciling Congress’ various efforts to promote interagency collaboration and research to better understand climate change²⁸ with the agency’s pre-existing mandate to regulate “any air pollutant” that may endanger the public welfare. See 42 U. S. C. §7601(a)(1). Collaboration and research do not conflict with any thoughtful regulatory effort; they complement it.²⁹

EPA’s reliance on *Brown & Williamson Tobacco Corp.*, 529 U. S. 120, is similarly misplaced. In holding that tobacco products are not “drugs” or “devices” subject to Food and Drug Administration (FDA) regulation pursuant to the Food, Drug and Cosmetic Act (FDCA), see 529 U. S., at 133, we found critical at least two considerations that have no counterpart in this case.

First, we thought it unlikely that Congress meant to ban tobacco products, which the FDCA would have required had such products been classified as “drugs” or “devices.” *Id.*, at 135–137. Here, in contrast, EPA jurisdiction would lead to no such extreme measures. EPA would only regulate emissions, and even then, it would have to delay any action “to permit the development and application of the requisite technology, giving appropriate consideration to the cost of compliance,” §7521(a)(2). However much a ban on tobacco products clashed with the “common sense” intuition that Congress never meant to remove those products from circulation, *Brown & Williamson*, 529 U. S., at 133, there is nothing counterintuitive to the notion that EPA can curtail the emission of substances that are putting the global climate out of kilter.

²⁶ In dissent, JUSTICE SCALIA maintains that because greenhouse gases permeate the world’s atmosphere rather than a limited area near the earth’s surface, EPA’s exclusion of greenhouse gases from the category of air pollution “agent[s]” is entitled to deference under *Chevron U. S. A. Inc. v. Natural Resources Defense Council, Inc.* 467 U. S. 837 (1984). See post, at 11–13. EPA’s distinction, however, finds no support in the text of the statute, which uses the phrase “the ambient air” without distinguishing between atmospheric layers. Moreover, it is a plainly unreasonable reading of a sweeping statutory provision designed to capture “any physical, chemical . . . substance or matter which is emitted into or otherwise enters the ambient air.” 42 U. S. C. §7602(g). JUSTICE SCALIA does not (and cannot) explain why Congress would define “air pollutant” so carefully and so broadly, yet confer on EPA the authority to narrow that definition whenever expedient by asserting that a particular substance is not an “agent.” At any rate, no party to this dispute contests that greenhouse gases both “ente[r] the ambient air” and tend to warm the atmosphere. They are therefore unquestionably “agent[s]” of air pollution.

²⁷ See *United States v. Price*, 361 U. S. 304, 313 (1960) (holding that “the views of a subsequent Congress form a hazardous basis for inferring the intent of an earlier one”); see also *Cobell v. Norton*, 428 F. 3d 1070, 1075 (CADDC 2005) (“[P]ost-enactment legislative history is not only oxymoronic but inherently entitled to little weight”).

²⁸ See, e.g., National Climate Program Act, §5, 92 Stat. 601, 15 U. S. C. §2901 *et seq.* (calling for the establishment of a National Climate Program and for additional climate change research); Global Climate Protection Act of 1987, §1103, 101 Stat. 1408–1409 (directing EPA and the Secretary of State to “jointly” develop a “coordinated national policy on global climate change” and report to Congress); Global Change Research Act of 1990, Tit. I, 104 Stat. 3097, 15 U. S. C. §§2921–2938 (establishing for the “development and coordination of a comprehensive and integrated United States research program” to aid in “understand[ing] . . . human-induced and natural processes of climate change”); Global Climate Change Prevention Act of 1990, 104 Stat. 4058, 7 U. S. C. §6701 *et seq.* (directing the Dept. of Agriculture to study the effects of climate change on forestry and agriculture); Energy Policy Act of 1992, §§1601–1609, 106 Stat. 2999, 42 U. S. C. §§13381–13388 (requiring the Secretary of Energy to report on information pertaining to climate change).

Second, in *Brown & Williamson* we pointed to an unbroken series of congressional enactments that made sense only if adopted “against the backdrop of the FDA’s consistent and repeated statements that it lacked authority under the FDCA to regulate tobacco.” *Id.*, at 144. We can point to no such enactments here: EPA has not identified any congressional action that conflicts in any way with the regulation of greenhouse gases from new motor vehicles. Even if it had, Congress could not have acted against a regulatory “backdrop” of disclaimers of regulatory authority. Prior to the order that provoked this litigation, EPA had never disavowed the authority to regulate greenhouse gases, and in 1998 it in fact affirmed that it *had* such authority. See App. 54 (Cannon memorandum). There is no reason, much less a compelling reason, to accept EPA’s invitation to read ambiguity into a clear statute.

EPA finally argues that it cannot regulate carbon dioxide emissions from motor vehicles because doing so would require it to tighten mileage standards, a job (according to EPA) that Congress has assigned to DOT. See 68 Fed. Reg. 52929. But that DOT sets mileage standards in no way licenses EPA to shirk its environmental responsibilities. EPA has been charged with protecting the public’s “health” and “welfare,” 42 U. S. C. §7521(a)(1), a statutory obligation wholly independent of DOT’s mandate to promote energy efficiency. See Energy Policy and Conservation Act, §2(5), 89 Stat. 874, 42 U. S. C. §6201(5). The two obligations may overlap, but there is no reason to think the two agencies cannot both administer their obligation and yet avoid inconsistency.

While the Congresses that drafted §202(a)(1) might not have appreciated the possibility that burning fossil fuels could lead to global warming, they did understand that without regulatory flexibility, changing circumstances and scientific developments would soon render the Clean Air Act obsolete. The broad language of §202(a)(1) reflects an intentional effort to confer the flexibility necessary to forestall such obsolescence. See *Pennsylvania Dept. of Corrections v. Yeskey*, 524 U. S. 206, 212 (1998) (“[T]he fact that a statute can be applied in situations not expressly anticipated by Congress does not demonstrate ambiguity. It demonstrates breadth” (internal quotation marks omitted)). Because greenhouse gases fit well within the Clean Air Act’s capacious definition of “air pollutant,” we hold that EPA has the statutory authority to regulate the emission of such gases from new motor vehicles.

VII

The alternative basis for EPA’s decision—that even if it does have statutory authority to regulate greenhouse gases, it would be unwise to do so at this time—rests on reasoning divorced from the statutory text. While the statute does condition the exercise of EPA’s authority on its formation of a “judgment,” 42 U. S. C. §7521(a)(1), that judgment must relate to whether an air pollutant “cause[s], or contribute[s] to, air pollution which may reasonably be anticipated to endanger public health or welfare,” *ibid.* Put another way, the use of the word “judgment” is not a roving license to ignore the statutory text. It is but a direction to exercise discretion within defined statutory limits.

If EPA makes a finding of endangerment, the Clean Air Act requires the agency to regulate emissions of the deleterious pollutant from new motor vehicles. *Ibid.* (stating that “[EPA] shall by regulation prescribe . . . standards applicable to the emission of any air pollutant from any class of new motor vehicles”). EPA no doubt has significant latitude as to the manner, timing, content, and coordination of its regulations with those of other

²⁹ We are moreover puzzled by EPA’s roundabout argument that because later Congresses chose to address stratospheric ozone pollution in a specific legislative provision, it somehow follows that greenhouse gases cannot be air pollutants within the meaning of the Clean Air Act.

agencies. But once EPA has responded to a petition for rulemaking, its reasons for action or inaction must conform to the authorizing statute. Under the clear terms of the Clean Air Act, EPA can avoid taking further action only if it determines that greenhouse gases do not contribute to climate change or if it provides some reasonable explanation as to why it cannot or will not exercise its discretion to determine whether they do. *Ibid.* To the extent that this constrains agency discretion to pursue other priorities of the Administrator or the President, this is the congressional design.

EPA has refused to comply with this clear statutory command. Instead, it has offered a laundry list of reasons not to regulate. For example, EPA said that a number of voluntary executive branch programs already provide an effective response to the threat of global warming, 68 Fed. Reg. 52932, that regulating greenhouse gases might impair the President's ability to negotiate with "key developing nations" to reduce emissions, *id.*, at 52931, and that curtailing motor-vehicle emissions would reflect "an inefficient, piecemeal approach to address the climate change issue," *ibid.*

Although we have neither the expertise nor the authority to evaluate these policy judgments, it is evident they have nothing to do with whether greenhouse gas emissions contribute to climate change. Still less do they amount to a reasoned justification for declining to form a scientific judgment. In particular, while the President has broad authority in foreign affairs, that authority does not extend to the refusal to execute domestic laws. In the Global Climate Protection Act of 1987, Congress authorized the State Department—not EPA—to formulate United States foreign policy with reference to environmental matters relating to climate. See §1103(c), 101 Stat. 1409. EPA has made no showing that it issued the ruling in question here after consultation with the State Department. Congress did direct EPA to consult with other agencies in the formulation of its policies and rules, but the State Department is absent from that list. §1103(b).

Nor can EPA avoid its statutory obligation by noting the uncertainty surrounding various features of climate change and concluding that it would therefore be better not to regulate at this time. See 68 Fed. Reg. 52930–52931. If the scientific uncertainty is so profound that it precludes EPA from making a reasoned judgment as to whether greenhouse gases contribute to global warming, EPA must say so. That EPA would prefer not to regulate greenhouse gases because of some residual uncertainty—which, contrary to JUSTICE SCALIA's apparent belief, *post.*, at 5–8, is in fact all that it said, see 68 Fed. Reg. 52929 ("We do not believe . . . that it would be either effective or appropriate for EPA to establish [greenhouse gas] standards for motor vehicles at this time" (emphasis added))—is irrelevant. The statutory question is whether sufficient information exists to make an endangerment finding.

In short, EPA has offered no reasoned explanation for its refusal to decide whether greenhouse gases cause or contribute to climate change. Its action was therefore "arbitrary, capricious, . . . or otherwise not in accordance with law." 42 U. S. C. §7607(d)(9)(A). We need not and do not reach the question whether on remand EPA must make an endangerment finding, or whether policy concerns can inform EPA's actions in the event that it makes such a finding. Cf. *Chevron U. S. A. Inc. v. Natural Resources Defense Council, Inc.*, 467 U. S. 837, 843–844 (1984). We hold only that EPA must ground its reasons for action or inaction in the statute.

VIII

The judgment of the Court of Appeals is reversed, and the case is remanded for further proceedings consistent with this opinion.

It is so ordered.

Supreme Court of the United States

Nº 05–1120 , April 2, 2007

Roberts, C.J., dissenting

MASSACHUSETTS, ET AL., PETITIONERS v. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY ET AL.

ON WRIT OF CERTIORARI TO THE UNITED STATES COURT OF APPEALS FOR THE DISTRICT OF COLUMBIA CIRCUIT

[April 2, 2007]

CHIEF JUSTICE ROBERTS, with whom JUSTICE SCALIA, JUSTICE THOMAS, and JUSTICE ALITO join, dissenting.

Global warming may be a “crisis,” even “the most pressing environmental problem of our time.” Pet. for Cert. 26, 22. Indeed, it may ultimately affect nearly everyone on the planet in some potentially adverse way, and it may be that governments have done too little to address it. It is not a problem, however, that has escaped the attention of policymakers in the Executive and Legislative Branches of our Government, who continue to consider regulatory, legislative, and treaty-based means of addressing global climate change.

Apparently dissatisfied with the pace of progress on this issue in the elected branches, petitioners have come to the courts claiming broad-ranging injury, and attempting to tie that injury to the Government’s alleged failure to comply with a rather narrow statutory provision. I would reject these challenges as nonjusticiable. Such a conclusion involves no judgment on whether global warming exists, what causes it, or the extent of the problem. Nor does it render petitioners without recourse. This Court’s standing jurisprudence simply recognizes that redress of grievances of the sort at issue here “is the function of Congress and the Chief Executive,” not the federal courts. *Lujan v. Defenders of Wildlife*, 504 U. S. 555, 576 (1992). I would vacate the judgment below and remand for dismissal of the petitions for review.

Article III, §2, of the Constitution limits the federal judicial power to the adjudication of “Cases” and “Controversies.” “If a dispute is not a proper case or controversy, the courts have no business deciding it, or expounding the law in the course of doing so.” *DaimlerChrysler Corp. v. Cuno*, 547 U. S. ___, ___ (2006) (slip op., at 5). “Standing to sue is part of the common understanding of what it takes to make a justiciable case,” *Steel Co. v. Citizens for Better Environment*, 523 U. S. 83, 102 (1998), and has been described as “an essential and unchanging part of the case-or-controversy requirement of Article III,” *Defenders of Wildlife, supra*, at 560.

Our modern framework for addressing standing is familiar: “A plaintiff must allege personal injury fairly traceable to the defendant’s allegedly unlawful conduct and likely to be redressed by the requested relief.” *DaimlerChrysler, supra*, at ___ (slip op., at 6) (quoting *Allen v. Wright*, 468 U. S. 737, 751 (1984) (internal quotation marks omitted)). Applying that standard here, petitioners bear the burden of alleging an injury that is fairly traceable to the Environmental Protection Agency’s failure to promulgate new motor vehicle greenhouse gas emission standards, and that is likely to be redressed by the prospective issuance of such standards.

Before determining whether petitioners can meet this familiar test, however, the Court changes the rules. It asserts that “States are not normal litigants for the purposes of invoking federal jurisdiction,” and that given “Massachusetts’ stake in protecting its quasi-sovereign interests, the Commonwealth is entitled to *special solicitude* in our standing analysis.” *Ante*, at 15, 17 (emphasis added).

Relaxing Article III standing requirements because asserted injuries are pressed by a State, however, has no basis in our jurisprudence, and support for any such “special solicitude” is conspicuously absent from the Court’s opinion. The general judicial review provision cited by the Court, 42 U. S. C. §7607(b)(1), affords States no special rights or status. The Court states that “Congress has ordered EPA to protect Massachusetts (among others)” through the statutory provision at issue, §7521(a)(1), and that “Congress has . . . recognized a concomitant procedural right to challenge the rejection of its rulemaking petition as arbitrary and capricious.” *Ante*, at 16. The reader might think from this unfortunate phrasing that Congress said something about the rights of States in this particular provision of the statute. Congress knows how to do that when it wants to, see, e.g., §7426(b) (affording States the right to petition EPA to directly regulate certain sources of pollution), but it has done nothing of the sort here. Under the law on which petitioners rely, Congress treated public and private litigants exactly the same.

Nor does the case law cited by the Court provide any support for the notion that Article III somehow implicitly treats public and private litigants differently. The Court has to go back a full century in an attempt to justify its novel standing rule, but even there it comes up short. The Court’s analysis hinges on *Georgia v. Tennessee Copper Co.*, 206 U. S. 230 (1907)—a case that did indeed draw a distinction between a State and private litigants, but solely with respect to available remedies. The case had nothing to do with Article III standing.

In *Tennessee Copper*, the State of Georgia sought to enjoin copper companies in neighboring Tennessee from discharging pollutants that were inflicting “a wholesale destruction of forests, orchards and crops” in bordering Georgia counties. *Id.*, at 236. Although the State owned very little of the territory allegedly affected, the Court reasoned that Georgia—in its capacity as a “quas sovereign”—“has an interest independent of and behind the titles of its citizens, in all the earth and air within its domain.” *Id.*, at 237. The Court explained that while “[t]he very elements that would be relied upon in a suit between fellow-citizens as a ground for equitable relief [were] wanting,” a State “is not lightly to be required to give up quasi-sovereign rights for pay.” *Ibid.* Thus while a complaining private litigant would have to make do with a legal remedy—one “for pay”—the State was entitled to *equitable* relief. See *id.*, at 237–238.

In contrast to the present case, there was no question in *Tennessee Copper* about Article III injury. See *id.*, at 238–239. There was certainly no suggestion that the State could show standing where the private parties could not; there was no dispute, after all, that the private landowners had “an action at law.” *Id.*, at 238. *Tennessee Copper* has since stood for nothing more than a State’s right, in an original jurisdiction action, to sue in a representative capacity as *parens patriae*. See, e.g., *Maryland v. Louisiana*, 451 U. S. 725, 737 (1981). Nothing about a State’s ability to sue in that capacity dilutes the bedrock requirement of showing injury, causation, and redressability to satisfy Article III.

A claim of *parens patriae* standing is distinct from an allegation of direct injury. See *Wyoming v. Oklahoma*, 502 U. S. 437, 448–449, 451 (1992). Far from being a substitute for Article III injury, *parens patriae* actions raise an additional hurdle for a state litigant: the articulation of a “quasi-sovereign interest” “*apart* from the interests of particular private parties.” *Alfred L. Snapp & Son, Inc. v. Puerto Rico ex rel. Barez*, 458 U. S. 592, 607 (1982) (emphasis added) (cited *ante*, at 16). Just as an association suing on behalf of its

members must show not only that it represents the members but that at least one satisfies Article III requirements, so too a State asserting quasi-sovereign interests as *parens patriae* must still show that its citizens satisfy Article III. Focusing on Massachusetts's interests as quasi-sovereign makes the required showing here harder, not easier. The Court, in effect, takes what has always been regarded as a *necessary* condition for *parens patriae* standing—a quasi-sovereign interest—and converts it into a *sufficient* showing for purposes of Article III.

What is more, the Court's reasoning falters on its own terms. The Court asserts that Massachusetts is entitled to "special solicitude" due to its "quasi-sovereign interests," *ante*, at 17, but then applies our Article III standing test to the asserted injury of the State's loss of coastal property. See *ante*, at 19 (concluding that Massachusetts "has alleged a particularized injury in its *capacity as a landowner*" (emphasis added)). In the context of *parens patriae* standing, however, we have characterized state ownership of land as a "nonsovereign interes[t]" because a State "is likely to have the same interests as other similarly situated proprietors." *Alfred L. Snapp & Son*, *supra*, at 601.

On top of everything else, the Court overlooks the fact that our cases cast significant doubt on a State's standing to assert a quasi-sovereign interest—as opposed to a direct injury—against the Federal Government. As a general rule, we have held that while a State might assert a quasi-sovereign right as *parens patriae* "for the protection of its citizens, it is no part of its duty or power to enforce their rights in respect of their relations with the Federal Government. In that field it is the United States, and not the State, which represents them." *Massachusetts v. Mellon*, 262 U. S. 447, 485–486 (1923) (citation omitted); see also *Alfred L. Snapp & Son*, *supra*, at 610, n. 16.

All of this presumably explains why petitioners never cited *Tennessee Copper* in their briefs before this Court or the D. C. Circuit. It presumably explains why not one of the legion of *amici* supporting petitioners ever cited the case. And it presumably explains why not one of the three judges writing below ever cited the case either. Given that one purpose of the standing requirement is "to assure that concrete adverseness which sharpens the presentation of issues upon which the court so largely depends for illumination," *ante*, at 13–14 (quoting *Baker v. Carr*, 369 U. S. 186, 204 (1962)), it is ironic that the Court today adopts a new theory of Article III standing for States without the benefit of briefing or argument on the point.¹

II

It is not at all clear how the Court's "special solicitude" for Massachusetts plays out in the standing analysis, except as an implicit concession that petitioners cannot establish standing on traditional terms. But the status of Massachusetts as a State cannot compensate for petitioners' failure to demonstrate injury in fact, causation, and redressability. When the Court actually applies the three-part test, it focuses, as did the dissent below, see 415 F. 3d 50, 64 (CADC 2005) (opinion of Tatel, J.), on the State's asserted loss of

¹ The Court seems to think we do not recognize that *Tennessee Copper* is a case about *parens patriae* standing, *ante*, at 17, n. 17, but we have no doubt about that. The point is that nothing in our cases (or *Hart & Wechsler*) suggests that the prudential requirements for *parens patriae* standing, see *Republic of Venezuela v. Philip Morris Inc.*, 287 F. 3d 192, 199, n. (CADC 2002) (observing that "*parens patriae* is merely a species of prudential standing" (internal quotation marks omitted)), can somehow substitute for, or alter the content of, the "irreducible constitutional minimum" requirements of injury in fact, causation, and redressability under Article III. *Lujan v. Defenders of Wildlife*, 504 U. S. 555, 560 (1992).

Georgia v. Pennsylvania R. Co., 324 U. S. 439 (1945), is not to the contrary. As the caption makes clear enough, the fact that a State may assert rights under a federal statute as *parens patriae* in no way refutes our clear ruling that "[a] State does not have standing as *parens patriae* to bring an action against the Federal Government." *Alfred L. Snapp & Son, Inc. v. Puerto Rico ex rel. Barez*, 458 U. S. 592, 610, n. 16 (1982).

coastal land as the injury in fact. If petitioners rely on loss of land as the Article III injury, however, they must ground the rest of the standing analysis in that specific injury. That alleged injury must be “concrete and particularized,” *Defenders of Wildlife*, 504 U. S., at 560, and “distinct and palpable,” *Allen*, 468 U. S., at 751 (internal quotation marks omitted). Central to this concept of “particularized” injury is the requirement that a plaintiff be affected in a “personal and individual way,” *Defenders of Wildlife*, 504 U. S., at 560, n. 1, and seek relief that “directly and tangibly benefits him” in a manner distinct from its impact on “the public at large,” *id.*, at 573–574. Without “particularized injury, there can be no confidence of ‘a real need to exercise the power of judicial review’ or that relief can be framed ‘no broader than required by the precise facts to which the court’s ruling would be applied.’” *Warth v. Seldin*, 422 U. S. 490, 508 (1975) (quoting *Schlesinger v. Reservists Comm. to Stop the War*, 418 U. S. 208, 221–222 (1974)).

The very concept of global warming seems inconsistent with this particularization requirement. Global warming is a phenomenon “harmful to humanity at large,” 415 F. 3d, at 60 (Sentelle, J., dissenting in part and concurring in judgment), and the redress petitioners seek is focused no more on them than on the public generally—it is literally to change the atmosphere around the world.

If petitioners’ particularized injury is loss of coastal land, it is also that injury that must be “actual or imminent, not conjectural or hypothetical,” *Defenders of Wildlife*, *supra*, at 560 (internal quotation marks omitted), “real and immediate,” *Los Angeles v. Lyons*, 461 U. S. 95, 102 (1983) (internal quotation marks omitted), and “certainly impending,” *Whitmore v. Arkansas*, 495 U. S. 149, 158 (1990) (internal quotation marks omitted).

As to “actual” injury, the Court observes that “global sea levels rose somewhere between 10 and 20 centimeters over the 20th century as a result of global warming” and that “[t]hese rising seas have already begun to swallow Massachusetts’ coastal land.” *Ante*, at 19. But none of petitioners’ declarations supports that connection. One declaration states that “a rise in sea level due to climate change is occurring on the coast of Massachusetts, in the metropolitan Boston area,” but there is no elaboration. Petitioners’ Standing Appendix in N^o. 03–1361, etc. (CADC), p. 196 (Stdg. App.). And the declarant goes on to identify a “significant[t]” non-global-warming cause of Boston’s rising sea level: land subsidence. *Id.*, at 197; see also *id.*, at 216. Thus, aside from a single conclusory statement, there is nothing in petitioners’ 43 standing declarations and accompanying exhibits to support an inference of actual loss of Massachusetts coastal land from 20th century global sea level increases. It is pure conjecture.

The Court’s attempts to identify “imminent” or “certainly impending” loss of Massachusetts coastal land fares no better. See *ante*, at 19–20. One of petitioners’ declarants predicts global warming will cause sea level to rise by 20 to 70 centimeters *by the year 2100*. Stdg. App. 216. Another uses a computer modeling program to map the Commonwealth’s coastal land and its current elevation, and calculates that the high-end estimate of sea level rise would result in the loss of significant state-owned coastal land. *Id.*, at 179. But the computer modeling program has a conceded average error of about 30 centimeters and a maximum observed error of 70 centimeters. *Id.*, at 177–178. As an initial matter, if it is possible that the model underrepresents the elevation of coastal land to an extent equal to or in excess of the projected sea level rise, it is difficult to put much stock in the predicted loss of land. But even placing that problem to the side, accepting a century-long time horizon and a series of compounded estimates renders requirements of imminence and immediacy utterly toothless. See *Defenders of Wildlife*, *supra*, at 565, n. 2 (while the concept of “imminence” in standing doctrine is “somewhat elastic,” it can be “stretched beyond the breaking point”). “Allegations of possible future injury do not satisfy the re-

quirements of Art. III. A threatened injury must be *certainly impending* to constitute injury in fact.” *Whitmore, supra*, at 158. (internal quotation marks omitted; emphasis added).

III

Petitioners’ reliance on Massachusetts’s loss of coastal land as their injury in fact for standing purposes creates insurmountable problems for them with respect to causation and redressability. To establish standing, petitioners must show a causal connection between that specific injury and the lack of new motor vehicle greenhouse gas emission standards, and that the promulgation of such standards would likely redress that injury. As is often the case, the questions of causation and redressability overlap. See *Allen*, 468 U. S., at 753, n. 19 (observing that the two requirements were “initially articulated by this Court as two facets of a single causation requirement” (internal quotation marks omitted)). And importantly, when a party is challenging the Government’s allegedly unlawful regulation, or lack of regulation, of a third party, satisfying the causation and redressability requirements becomes “substantially more difficult.” *Defenders of Wildlife, supra*, at 562 (internal quotation marks omitted); see also *Warth, supra*, at 504–505.

Petitioners view the relationship between their injuries and EPA’s failure to promulgate new motor vehicle greenhouse gas emission standards as simple and direct: Domestic motor vehicles emit carbon dioxide and other greenhouse gases. Worldwide emissions of greenhouse gases contribute to global warming and therefore also to petitioners’ alleged injuries. Without the new vehicle standards, greenhouse gas emissions—and therefore global warming and its attendant harms—have been higher than they otherwise would have been; once EPA changes course, the trend will be reversed.

The Court ignores the complexities of global warming, and does so by now disregarding the “particularized” injury it relied on in step one, and using the dire nature of global warming itself as a bootstrap for finding causation and redressability. First, it is important to recognize the extent of the emissions at issue here. Because local greenhouse gas emissions disperse throughout the atmosphere and remain there for anywhere from 50 to 200 years, it is global emissions data that are relevant. See App. to Pet. for Cert. A–73. According to one of petitioners’ declarations, domestic motor vehicles contribute about 6 percent of global carbon dioxide emissions and 4 percent of global greenhouse gas emissions. Stdg. App. 232. The amount of global emissions at issue here is smaller still; §202(a)(1) of the Clean Air Act covers only *new* motor vehicles and *new* motor vehicle engines, so petitioners’ desired emission standards might reduce only a fraction of 4 percent of global emissions.

This gets us only to the relevant greenhouse gas emissions; linking them to global warming and ultimately to petitioners’ alleged injuries next requires consideration of further complexities. As EPA explained in its denial of petitioners’ request for rulemaking,

“predicting future climate change necessarily involves a complex web of economic and physical factors including: our ability to predict future global anthropogenic emissions of [greenhouse gases] and aerosols; the fate of these emissions once they enter the atmosphere (e.g., what percentage are absorbed by vegetation or are taken up by the oceans); the impact of those emissions that remain in the atmosphere on the radiative properties of the atmosphere; changes in critically important climate feedbacks (e.g., changes in cloud cover and ocean circulation); changes in temperature characteristics (e.g., average temperatures, shifts in daytime and evening temperatures); changes in other climatic parameters (e.g., shifts in precipitation, storms); and ultimately the impact of such changes on human health and welfare (e.g., increases or decreases in agricultural productivity, human health impacts).” App. to Pet. for Cert. A–83 through A–84.

Petitioners are never able to trace their alleged injuries back through this complex web to the fractional amount of global emissions that might have been limited with EPA standards. In light of the bit-part domestic new motor vehicle greenhouse gas emissions have played in what petitioners describe as a 150-year global phenomenon, and the myriad additional factors bearing on petitioners' alleged injury—the loss of Massachusetts coastal land—the connection is far too speculative to establish causation.

IV

Redressability is even more problematic. To the tenuous link between petitioners' alleged injury and the indeterminate fractional domestic emissions at issue here, add the fact that petitioners cannot meaningfully predict what will come of the 80 percent of global greenhouse gas emissions that originate outside the United States. As the Court acknowledged, “developing countries such as China and India are poised to increase greenhouse gas emissions substantially over the next century,” *ante*, at 23, so the domestic emissions at issue here may become an increasingly marginal portion of global emissions, and any decreases produced by petitioners' desired standards are likely to be overwhelmed many times over by emissions increases elsewhere in the world.

Petitioners offer declarations attempting to address this uncertainty, contending that “[i]f the U. S. takes steps to reduce motor vehicle emissions, other countries are very likely to take similar actions regarding their own motor vehicles using technology developed in response to the U. S. program.” Stdg. App. 220; see also *id.*, at 311–312. In other words, do not worry that other countries will contribute far more to global warming than will U. S. automobile emissions; someone is bound to invent something, and places like the People's Republic of China or India will surely require use of the new technology, regardless of cost. The Court previously has explained that when the existence of an element of standing “depends on the unfettered choices made by independent actors not before the courts and whose exercise of broad and legitimate discretion the courts cannot presume either to control or to predict,” a party must present facts supporting an assertion that the actor will proceed in such a manner. *Defenders of Wildlife*, 504 U. S., at 562 (quoting *ASARCO Inc. v. Kadish*, 490 U. S. 605, 615 (1989) (opinion of KENNEDY, J.)); internal quotation marks omitted). The declarations' conclusory (not to say fanciful) statements do not even come close.

No matter, the Court reasons, because *any* decrease in domestic emissions will “slow the pace of global emissions increases, no matter what happens elsewhere.” *Ante*, at 23. Every little bit helps, so Massachusetts can sue over any little bit.

The Court's sleight-of-hand is in failing to link up the different elements of the three-part standing test. What must be *likely* to be redressed is the particular injury in fact. The injury the Court looks to is the asserted loss of land. The Court contends that regulating domestic motor vehicle emissions will reduce carbon dioxide in the atmosphere, *and therefore* redress Massachusetts's injury. But even if regulation *does* reduce emissions—to some indeterminate degree, given events elsewhere in the world—the Court never explains why that makes it *likely* that the injury in fact—the loss of land—will be redressed. School-children know that a kingdom might be lost “all for the want of a horseshoe nail,” but “likely” redressability is a different matter. The realities make it pure conjecture to suppose that EPA regulation of new automobile emissions will *likely* prevent the loss of Massachusetts coastal land.

V

Petitioners' difficulty in demonstrating causation and redressability is not surprising given the evident mismatch between the source of their alleged injury—catastrophic global warming—and the narrow subject matter of the Clean Air Act provision at issue in this suit.

The mismatch suggests that petitioners' true goal for this litigation may be more symbolic than anything else. The constitutional role of the courts, however, is to decide concrete cases—not to serve as a convenient forum for policy debates. See *Valley Forge Christian College v. Americans United for Separation of Church and State, Inc.*, 454 U. S. 464, 472 (1982) (“[Standing] tends to assure that the legal questions presented to the court will be resolved, not in the rarified atmosphere of a debating society, but in a concrete factual context conducive to a realistic appreciation of the consequences of judicial action”).

When dealing with legal doctrine phrased in terms of what is “fairly” traceable or “likely” to be redressed, it is perhaps not surprising that the matter is subject to some debate. But in considering how loosely or rigorously to define those adverbs, it is vital to keep in mind the purpose of the inquiry. The limitation of the judicial power to cases and controversies “is crucial in maintaining the tripartite allocation of power set forth in the Constitution.” *DaimlerChrysler*, 547 U. S., at ___ (slip op., at 5) (internal quotation marks omitted). In my view, the Court today—addressing Article III’s “core component of standing,” *Defenders of Wildlife*, *supra*, at 560—fails to take this limitation seriously.

To be fair, it is not the first time the Court has done so. Today’s decision recalls the previous high-water mark of diluted standing requirements, *United States v. Students Challenging Regulatory Agency Procedures (SCRAP)*, 412 U. S. 669 (1973). *SCRAP* involved “[p]robably the most attenuated injury conferring Art. III standing” and “surely went to the very outer limit of the law”—until today. *Whitmore*, 495 U. S., at 158–159; see also *Lujan v. National Wildlife Federation*, 497 U. S. 871, 889 (1990) (*SCRAP* “has never since been emulated by this Court”). In *SCRAP*, the Court based an environmental group’s standing to challenge a railroad freight rate surcharge on the group’s allegation that increases in railroad rates would cause an increase in the use of nonrecyclable goods, resulting in the increased need for natural resources to produce such goods. According to the group, some of these resources might be taken from the Washington area, resulting in increased refuse that might find its way into area parks, harming the group’s members. 412 U. S., at 688.

Over time, *SCRAP* became emblematic not of the looseness of Article III standing requirements, but of how utterly manipulable they are if not taken seriously as a matter of judicial self-restraint. *SCRAP* made standing seem a lawyer’s game, rather than a fundamental limitation ensuring that courts function as courts and not intrude on the politically accountable branches. Today’s decision is *SCRAP* for a new generation.²

Perhaps the Court recognizes as much. How else to explain its need to devise a new doctrine of state standing to support its result? The good news is that the Court’s “special solicitude” for Massachusetts limits the future applicability of the diluted standing requirements applied in this case. The bad news is that the Court’s self-professed relaxation of those Article III requirements has caused us to transgress “the proper—and properly limited—role of the courts in a democratic society.” *Allen*, 468 U. S., at 750 (internal quotation marks omitted). I respectfully dissent.

² The difficulty with *SCRAP*, and the reason it has not been followed, is not the portion cited by the Court. See *ante*, at 23–24, n. 24. Rather, it is the *attenuated* nature of the injury there, and here, that is so troubling. Even in *SCRAP*, the Court noted that what was required was “something more than an ingenious academic exercise in the conceivable,” 412 U. S., at 688, and we have since understood the allegation there to have been “that the string of occurrences alleged would happen *immediately*,” *Whitmore v. Arkansas*, 495 U. S. 149, 159 (1990) (emphasis added). That is hardly the case here.

The Court says it is “quite wrong” to compare petitioners’ challenging “EPA’s parsimonious construction of the Clean Air Act to a mere ‘lawyer’s game.’” *Ante*, at 24, n. 24. Of course it is not the legal challenge that is merely “an ingenious academic exercise in the conceivable,” *SCRAP*, *supra*, at 688, but the assertions made in support of standing.



Supreme Court of the United States
Nº 05–1120 , April 2, 2007
Scalia, J., dissenting

MASSACHUSETTS, ET AL., PETITIONERS v. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY ET AL.

ON WRIT OF CERTIORARI TO THE UNITED STATES COURT OF APPEALS FOR THE DISTRICT OF COLUMBIA CIRCUIT

[April 2, 2007]

JUSTICE SCALIA, with whom THE CHIEF JUSTICE, JUSTICE THOMAS, and JUSTICE ALITO join, dissenting.

I join THE CHIEF JUSTICE's opinion in full, and would hold that this Court has no jurisdiction to decide this case because petitioners lack standing. The Court having decided otherwise, it is appropriate for me to note my dissent on the merits.

I

A

The provision of law at the heart of this case is §202(a)(1) of the Clean Air Act (CAA), which provides that the Administrator of the Environmental Protection Agency (EPA) “shall by regulation prescribe . . . standards applicable to the emission of any air pollutant from any class or classes of new motor vehicles or new motor vehicle engines, which *in his judgment* cause, or contribute to, air pollution which may reasonably be anticipated to endanger public health or welfare.” 42 U. S. C. §7521(a)(1) (emphasis added). As the Court recognizes, the statute “condition[s] the exercise of EPA’s authority on its formation of a ‘judgment.’” *Ante*, at 30. There is no dispute that the Administrator has made no such judgment in this case. See *ante*, at 32 (“We need not and do not reach the question whether on remand EPA must make an endangerment finding”); 68 Fed. 52929 (2003) (“[N]o Administrator has made a finding under any of the CAA’s regulatory provisions that CO₂ meets the applicable statutory criteria for regulation”).

The question thus arises: Does anything *require* the Administrator to make a “judgment” whenever a petition for rulemaking is filed? Without citation of the statute or any other authority, the Court says yes. Why is that so? When Congress wishes to make private action force an agency’s hand, it knows how to do so. See, e.g., *Brock v. Pierce County*, 476 U. S. 253, 254–255 (1986) (discussing the Comprehensive Employment and Training Act (CETA), 92 Stat. 1926, 29 U. S. C. §816(b) (1976 ed., Supp. V), which “provide[d] that the Secretary of Labor ‘shall’ issue a final determination as to the misuse of CETA funds by a grant recipient within 120 days after receiving a complaint alleging such misuse”). Where does the CAA say that the EPA Administrator is required to come to a decision on this question whenever a rulemaking petition is filed? The Court points to no such provision because none exists.

Instead, the Court invents a multiple-choice question that the EPA Administrator must answer when a petition for rulemaking is filed. The Administrator must exercise his judgment in one of three ways: (a) by concluding that the pollutant does cause, or contribute to, air pollution that

endangers public welfare (in which case EPA is required to regulate); (b) by concluding that the pollutant *does not* cause, or contribute to, air pollution that endangers public welfare (in which case EPA is *not* required to regulate); or (c) by “provid[ing] some reasonable explanation as to why it cannot or will not exercise its discretion to determine whether” greenhouse gases endanger public welfare, *ante*, at 30, (in which case EPA is *not* required to regulate).

I am willing to assume, for the sake of argument, that the Administrator’s discretion in this regard is not entirely unbounded—that if he has no reasonable basis for deferring judgment he must grasp the nettle at once. The Court, however, with no basis in text or precedent, rejects all of EPA’s stated “policy judgments” as not “amount[ing] to a reasoned justification,” *ante*, at 31, effectively narrowing the universe of potential reasonable bases to a single one: Judgment can be delayed *only* if the Administrator concludes that “the scientific uncertainty is [too] profound.” *Ibid.* The Administrator is precluded from concluding *for other reasons* “that it would . . . be better not to regulate at this time.” *Ibid.*¹ Such other reasons— perfectly valid reasons—were set forth in the agency’s statement.

“We do not believe . . . that it would be either effective or appropriate for EPA to establish [greenhouse gas] standards for motor vehicles at this time. As described in detail below, the President has laid out a comprehensive approach to climate change that calls for near-term voluntary actions and incentives along with programs aimed at reducing scientific uncertainties and encouraging technological development so that the government may effectively and efficiently address the climate change issue over the long term.

. . . . “[E]stablishing [greenhouse gas] emission standards for U. S. motor vehicles at this time would . . . result in an inefficient, piecemeal approach to addressing the climate change issue. The U. S. motor vehicle fleet is one of many sources of [greenhouse gas] emissions both here and abroad, and different [greenhouse gas] emission sources face different technological and financial challenges in reducing emissions. A sensible regulatory scheme would require that all significant sources and sinks of [greenhouse gas] emissions be considered in deciding how best to achieve any needed emission reductions.

“Unilateral EPA regulation of motor vehicle [greenhouse gas] emissions could also weaken U. S. efforts to persuade developing countries to reduce the [greenhouse gas] intensity of their economies. Considering the large populations and growing economies of some developing countries, increases in their [greenhouse gas] emissions could quickly overwhelm the effects of [greenhouse gas] reduction measures in developed countries. Any potential benefit of EPA regulation could be lost to the extent other nations decided to let their emissions significantly increase in view of U. S. emissions reductions. Unavoidably, climate change raises important foreign policy issues, and it is the President’s prerogative to address them.” 68 Fed. Reg. 52929–52931 (footnote omitted).

The Court dismisses this analysis as “rest[ing] on reasoning divorced from the statutory text.” *Ante*, at 30. “While the statute does condition the exercise of EPA’s authority on its formation of a ‘judgment,’ . . . that judgment must relate to whether an air pollutant ‘cause[s], or contribute[s] to, air pollution which may reasonably be anticipated to endanger public health or welfare.’” *Ibid.* True but irrelevant. When the Administrator *makes* a judgment whether to regulate greenhouse gases, that judgment must relate to whether they are air

¹ The Court’s way of putting it is, of course, not quite accurate. The issue is whether it would be better to *defer the decision about whether to exercise judgment*. This has the *effect* of deferring regulation but is quite a different determination.

pollutants that “cause, or contribute to, air pollution which may reasonably be anticipated to endanger public health or welfare.” 42 U. S. C. §7521(a)(1). But the statute says *nothing at all* about the reasons for which the Administrator may *defer* making a judgment—the permissible reasons for deciding not to grapple with the issue at the present time. Thus, the various “policy” rationales, *ante*, at 31, that the Court criticizes are not “divorced from the statutory text,” *ante*, at 30, except in the sense that the statutory text is silent, as texts are often silent about permissible reasons for the exercise of agency discretion. The reasons the EPA gave are surely considerations executive agencies *regularly* take into account (and *ought* to take into account) when deciding whether to consider entering a new field: the impact such entry would have on other Executive Branch programs and on foreign policy. There is no basis in law for the Court’s imposed limitation.

EPA’s interpretation of the discretion conferred by the statutory reference to “its judgment” is not only reasonable, it is the most natural reading of the text. The Court now here explains why this interpretation is incorrect, let alone why it is not entitled to deference under *Chevron U. S. A. Inc. v. Natural Resources Defense Council, Inc.*, 467 U. S. 837 (1984). As the Administrator acted within the law in declining to make a “judgment” for the policy reasons above set forth, I would uphold the decision to deny the rulemaking petition on that ground alone.

B

Even on the Court’s own terms, however, the same conclusion follows. As mentioned above, the Court gives EPA the option of determining that the science is too uncertain to allow it to form a “judgment” as to whether greenhouse gases endanger public welfare. Attached to this option (on what basis is unclear) is an essay requirement: “If,” the Court says, “the scientific uncertainty is so profound that it precludes EPA from making a reasoned judgment as to whether greenhouse gases contribute to global warming, EPA must say so.” *Ante*, at 31. But EPA *has* said precisely that—and at great length, based on information contained in a 2001 report by the National Research Council (NRC) entitled *Climate Change Science: An Analysis of Some Key Questions*:

“As the NRC noted in its report, concentrations of [greenhouse gases (GHGs)] are increasing in the atmosphere as a result of human activities (pp. 9–12). It also noted that ‘[a] diverse array of evidence points to a warming of global surface air temperatures’ (p. 16). The report goes on to state, however, that ‘[b]ecause of the large and still uncertain level of natural variability inherent in the climate record and the uncertainties in the time histories of the various forcing agents (and particularly aerosols), a [causal] linkage between the buildup of greenhouse gases in the atmosphere and the observed climate changes during the 20th century cannot be unequivocally established. The fact that the magnitude of the observed warming is large in comparison to natural variability as simulated in climate models is suggestive of such a linkage, but it does not constitute proof of one because the model simulations could be deficient in natural variability on the decadal to century time scale’ (p. 17).

“The NRC also observed that ‘there is considerable uncertainty in current understanding of how the climate system varies naturally and reacts to emissions of [GHGs] and aerosols’ (p. 1). As a result of that uncertainty, the NRC cautioned that ‘current estimate of the magnitude of future warming should be regarded as tentative and subject to future adjustments (either upward or downward).’ *Id.* It further advised that ‘[r]educing the wide range of uncertainty inherent in current model predictions of global climate change will require major advances in understanding and modeling of both (1) the factors that determine atmospheric concentrations of [GHGs]



and aerosols and (2) the so-called “feedbacks” that determine the sensitivity of the climate system to a prescribed increase in [GHGs].’ *Id.*

“The science of climate change is extraordinarily complex and still evolving. Although there have been substantial advances in climate change science, there continue to be important uncertainties in our understanding of the factors that may affect future climate change and how it should be addressed. As the NRC explained, predicting future climate change necessarily involves a complex web of economic and physical factors including: Our ability to predict future global anthropogenic emissions of GHGs and aerosols; the fate of these emissions once they enter the atmosphere (*e.g.*, what percentage are absorbed by vegetation or are taken up by the oceans); the impact of those emissions that remain in the atmosphere on the radiative properties of the atmosphere; changes in critically important climate feedbacks (*e.g.*, changes in cloud cover and ocean circulation); changes in temperature characteristics (*e.g.*, average temperatures, shifts in daytime and evening temperatures); changes in other climatic parameters (*e.g.*, shifts in precipitation, storms); and ultimately the impact of such changes on human health and welfare (*e.g.*, increases or decreases in agricultural productivity, human health impacts). The NRC noted, in particular, that ‘[t]he understanding of the relationships between weather/climate and human health is in its infancy and therefore the health consequences of climate change are poorly understood’ (p. 20). Substantial scientific uncertainties limit our ability to assess each of these factors and to separate out those changes resulting from natural variability from those that are directly the result of increases in anthropogenic GHGs.

“Reducing the wide range of uncertainty inherent in current model predictions will require major advances in understanding and modeling of the factors that determine atmospheric concentrations of greenhouse gases and aerosols, and the processes that determine the sensitivity of the climate system.” 68 Fed. Reg. 52930.

I simply cannot conceive of what else the Court would like EPA to say.

II

A

Even before reaching its discussion of the word “judgment,” the Court makes another significant error when it concludes that “§202(a)(1) of the Clean Air Act *authorizes* EPA to regulate greenhouse gas emissions from new motor vehicles in the event that it forms a ‘judgment’ that such emissions contribute to climate change.” *Ante*, at 25 (emphasis added). For such authorization, the Court relies on what it calls “the Clean Air Act’s capacious definition of ‘air pollutant.’” *Ante*, at 30.

“Air pollutant” is defined by the Act as “any air pollution agent or combination of such agents, including any physical, chemical, . . . substance or matter which is emitted into or otherwise enters the ambient air.” 42 U. S. C. §7602(g). The Court is correct that “[c]arbon dioxide, methane, nitrous oxide, and hydrofluorocarbons,” *ante*, at 26, fit within the second half of that definition: They are “physical, chemical, . . . substance[s] or matter which [are] emitted into or otherwise ente[r] the ambient air.” But the Court mistakenly believes this to be the end of the analysis. In order to be an “air pollutant” under the Act’s definition, the “substance or matter [being] emitted into . . . the ambient air” must also meet the *first* half of the definition—namely, it must be an “air pollution agent or combination of such agents.” The Court simply pretends this half of the definition does not exist.

The Court’s analysis faithfully follows the argument advanced by petitioners, which focuses on the word “including” in the statutory definition of “air pollutant.” See Brief for Petitioners 13–14. As that argument goes, anything that *follows* the word “including” must

necessarily be a subset of whatever *precedes* it. Thus, if greenhouse gases qualify under the phrase following the word “including,” they must qualify under the phrase preceding it. Since greenhouse gases come within the capacious phrase “any physical, chemical, . . . substance or matter which is emitted into or otherwise enters the ambient air,” they must also be “air pollution agent[s] or combination[s] of such agents,” and therefore meet the definition of “air pollutant[s].”

That is certainly one possible interpretation of the statutory definition. The word “including” can indeed indicate that what follows will be an “illustrative” sampling of the general category that precedes the word. *Federal Land Bank of St. Paul v. Bismarck Lumber Co.*, 314 U. S. 95, 100 (1941). Often, however, the examples standing alone are broader than the general category, and must be viewed as limited in light of that category. The Government provides a helpful (and unanswered) example: “The phrase ‘any American automobile, including any truck or minivan,’ would not naturally be construed to encompass a foreign-manufactured [truck or] minivan.” Brief for Federal Respondent 34. The general principle enunciated—that the speaker is talking about *American* automobiles—carries forward to the illustrative examples (trucks and minivans), and limits them accordingly, even though in isolation they are broader. Congress often uses the word “including” in this manner. In 28 U. S. C. §1782(a), for example, it refers to “a proceeding in a foreign or international tribunal, including criminal investigations conducted before formal accusation.” Certainly this provision would not encompass criminal investigations underway in a *domestic* tribunal. See also, *e.g.*, 2 U. S. C. §54(a) (“The Clerk of the House of Representatives shall, at the request of a Member of the House of Representatives, furnish to the Member, for official use only, one set of a privately published annotated version of the United States Code, including supplements and pocket parts”); 22 U. S. C. §2304(b)(1) (“the relevant findings of appropriate international organizations, including nongovernmental organizations”).

In short, the word “including” does not require the Court’s (or the petitioners’) result. It is perfectly reasonable to view the definition of “air pollutant” in its entirety: An air pollutant can be “any physical, chemical, . . . substance or matter which is emitted into or otherwise enters the ambient air,” but only if it retains the general characteristic of being an “air pollution agent or combination of such agents.” This is precisely the conclusion EPA reached: “[A] substance does not meet the CAA definition of ‘air pollutant’ simply because it is a ‘physical, chemical, . . . substance or matter which is emitted into or otherwise enters the ambient air.’ It must also be an ‘air pollution agent.’” 68 Fed. Reg. 52929, n. 3. See also *id.*, at 52928 (“The root of the definition indicates that for a substance to be an ‘air pollutant,’ it must be an ‘agent’ of ‘air pollution’”). Once again, in the face of textual ambiguity, the Court’s application of Chevron deference to EPA’s interpretation of the word “including” is nowhere to be found.²

Evidently, the Court defers only to those reasonable interpretations that it favors.

B

Using (as we ought to) EPA’s interpretation of the definition of “air pollutant,” we must next determine whether greenhouse gases are “agent[s]” of “air pollution.” If so, the statute would authorize regulation; if not, EPA would lack authority.

² Not only is EPA’s interpretation reasonable, it is far more plausible than the Court’s alternative. As the Court correctly points out, “all airborne compounds of whatever stripe,” *ante*, at 26, would qualify as “physical, chemical, . . . substance[s] or matter which [are] emitted into or otherwise ente[r] the ambient air,” 42 U. S. C. §7602(g). It follows that *everything* airborne, from Frisbees to flatulence, qualifies as an “air pollutant.” This reading of the statute defies common sense.

Unlike “air pollutants,” the term “air pollution” is not itself defined by the CAA; thus, once again we must accept EPA’s interpretation of that ambiguous term, provided its interpretation is a “permissible construction of the statute.” *Chevron*, 467 U. S., at 843. In this case, the petition for rulemaking asked EPA for “regulation of [greenhouse gas] emissions from motor vehicles to reduce the risk of global climate change.” 68 Fed. Reg. 52925. Thus, in deciding whether it had authority to regulate, EPA had to determine whether the concentration of greenhouse gases assertedly responsible for “global climate change” qualifies as “air pollution.” EPA began with the commonsense observation that the “[p]roblems associated with atmospheric concentrations of CO₂,” *id.*, at 52927, bear little resemblance to what would naturally be termed “air pollution”:

“EPA’s prior use of the CAA’s general regulatory provisions provides an important context. Since the inception of the Act, EPA has used these provisions to address air pollution problems that occur primarily at ground level or near the surface of the earth. For example, national ambient air quality standards (NAAQS) established under CAA section 109 address concentrations of substances in the ambient air and the related public health and welfare problems. This has meant setting NAAQS for concentrations of ozone, carbon monoxide, particulate matter and other substances in the air near the surface of the earth, not higher in the atmosphere. . . . CO₂, by contrast, is fairly consistent in concentration throughout the world’s atmosphere up to approximately the lower stratosphere.” *Id.*, at 52926–52927.

In other words, regulating the buildup of CO₂ and other greenhouse gases in the upper reaches of the atmosphere, which is alleged to be causing global climate change, is not akin to regulating the concentration of some substance that is *polluting the air*.

We need look no further than the dictionary for confirmation that this interpretation of “air pollution” is eminently reasonable. The definition of “pollute,” of course, is “[t]o make or render impure or unclean.” Webster’s New International Dictionary 1910 (2d ed. 1949). And the first three definitions of “air” are as follows: (1) “[t]he invisible, odorless, and tasteless mixture of gases which surrounds the earth”; (2) “[t]he body of the earth’s atmosphere; esp., the part of it near the earth, as distinguished from the upper rarefied part”; (3) “[a] portion of air or of the air considered with respect to physical characteristics or as affecting the senses.” *Id.*, at 54. EPA’s conception of “air pollution”—focusing on impurities in the “ambient air” “at ground level or near the surface of the earth”—is perfectly consistent with the natural meaning of that term.

In the end, EPA concluded that since “CAA authorization to regulate is generally based on a finding that an air pollutant causes or contributes to air pollution,” 68 Fed. Reg. 52928, the concentrations of CO₂ and other greenhouse gases allegedly affecting the global climate are beyond the scope of CAA’s authorization to regulate. “[T]he term ‘air pollution’ as used in the regulatory provisions cannot be interpreted to encompass global climate change.” *Ibid.* Once again, the Court utterly fails to explain why this interpretation is incorrect, let alone so unreasonable as to be unworthy of *Chevron* deference.

* * *

The Court’s alarm over global warming may or may not be justified, but it ought not distort the outcome of this litigation. This is a straightforward administrative-law case, in which Congress has passed a malleable statute giving broad discretion, not to us but to an executive agency. No matter how important the underlying policy issues at stake, this Court has no business substituting its own desired outcome for the reasoned judgment of the responsible agency.

RevCEDÖUA



Documentos



Documentos

Nesta secção publicam-se os principais documentos oficiais produzidos na Conferência de Bali, em Dezembro de 2007.

Esta Cimeira, realizada entre 3 e 14 de Dezembro de 2007, na Indonésia, foi a 13^a e a mais recente Conferência das partes (COP-13) da Convenção Quadro da Nações Unidas sobre Alterações Climáticas. A Conferência das partes é o “órgão supremo” da Convenção e reuniu em Bali representantes de mais de 180 Estados. Ao todo, mais de 10 000 participantes, incluindo membros de organizações intergovernamentais, de organizações não governamentais e meios de comunicação social.

Ao assumir a presidência da União Europeia durante o 2^o Semestre de 2007, Portugal desempenhou, na cimeira de Bali, um papel de especial relevo enquanto porta voz da Europa, a grande dinamizadora dos avanços conseguidos em Bali.

A principal realização da COP-13, em Bali, foi a provação do denominado “mapa de Bali” (*Bali roadmap*) um conjunto de decisões relativas a acções a desenvolver com vista à promoção de um *futuro climático* seguro. Desde o “Plano de Acção de Bali” até ao “Relatório do Grupo de Trabalho ad-hoc sobre Novos Compromissos das Partes do Anexo I do Protocolo de Kyoto” (AWG-KP), desenhou-se assim o futuro próximo da luta contra as alterações climáticas, um futuro que começou em Bali e que pretende chegar a Copenhaga em 2009¹, passando por Poznań, em 2008². Nas palavras do representante da UE, “Bali é o ponto de partida para uma nova etapa na nossa capacidade para lidar com as alterações climáticas”³.

Porém, a compreensão da importância dos resultados alcançados em Bali ficaria incompleta se não se lhe juntasse o Sumário Técnico do Quarto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Alterações Climáticas (IPCC), cujas conclusões são incorporadas como parte integrante do Plano de Acção de Bali, na célebre nota de rodapé que permitiu ultrapassar o impasse negocial a que se chegou quanto à inclusão ou não de referências expressas às evidências científicas das alterações climáticas e, sobretudo, quanto à inclusão ou não de metas concretas de redução de gases com efeito de estufa.

A publicação deste Relatório justifica-se especialmente pelo mérito reconhecido ao Painel Intergovernamental sobre Alterações Climáticas com a atribuição do Prémio Nobel da Paz, provando-se assim que “há muitos caminhos diferentes para a paz”⁴.

¹ A COP-15 realizar-se-á na Dinamarca entre 30 de Novembro e 11 de Dezembro de 2009.

² A COP-14 terá lugar em Poznań, na Polónia, entre 1 e 12 de Dezembro de 2008.

³ Oportunamente dedicaremos um número à Declaração de Bali e às evoluções ocorridas na sequência do “Bali roadmap”.

⁴ “The Norwegian Nobel Committee believes that there are many different roads to peace” foi a explicação do Professor Geir Lundestad, Secretário do Comité Nobel, quando questionado sobre a contribuição para a paz do IPCC e de Al Gore, laureados com o Prémio Nobel da Paz em 2007.

Report of the Conference of the Parties on its thirteenth session, held in Bali from 3 to 15 December 2007

ADDENDUM

Part Two: Action taken by the Conference of the Parties at its thirteenth session

CONTENTS

Decisions adopted by the Conference of the Parties

Bali Action Plan

The Conference of the Parties,

Resolving to urgently enhance implementation of the Convention in order to achieve its ultimate objective in full accordance with its principles and commitments,

Reaffirming that economic and social development and poverty eradication are global priorities,

Responding to the findings of the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change that warming of the climate system is unequivocal, and that delay in reducing emissions significantly constrains opportunities to achieve lower stabilization levels and increases the risk of more severe climate change impacts,

Recognizing that deep cuts in global emissions will be required to achieve the ultimate objective of the Convention and emphasizing the urgency¹ to address climate change as indicated in the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change,

1. *Decides* to launch a comprehensive process to enable the full, effective and sustained implementation of the Convention through long-term cooperative action, now, up to and beyond 2012, in order to reach an agreed outcome and adopt a decision at its fifteenth session, by addressing, inter alia:

(a) A shared vision for long-term cooperative action, including a long-term global goal for emission reductions, to achieve the ultimate objective of the Convention, in accordance with the provisions and principles of the Convention, in particular the principle of common but differentiated responsibilities and respective capabilities, and taking into account social and economic conditions and other relevant factors;

(b) Enhanced national/international action on mitigation of climate change, including, inter alia, consideration of:

(i) Measurable, reportable and verifiable nationally appropriate mitigation commitments or actions, including quantified emission limitation and reduction objectives, by all developed country Parties, while ensuring the comparability of efforts among them, taking into account differences in their national circumstances;

¹ Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Technical Summary, pages 39 and 90, and Chapter 13, page 776.

(ii) Nationally appropriate mitigation actions by developing country Parties in the context of sustainable development, supported and enabled by technology, financing and capacity-building, in a measurable, reportable and verifiable manner;

(iii) Policy approaches and positive incentives on issues relating to reducing emissions from deforestation and forest degradation in developing countries; and the role of conservation, sustainable management of forests and enhancement of forest carbon stocks in developing countries;

(iv) Cooperative sectoral approaches and sector-specific actions, in order to enhance implementation of Article 4, paragraph 1(c), of the Convention;

(v) Various approaches, including opportunities for using markets, to enhance the cost-effectiveness of, and to promote, mitigation actions, bearing in mind different circumstances of developed and developing countries;

(vi) Economic and social consequences of response measures;

(vii) Ways to strengthen the catalytic role of the Convention in encouraging multilateral bodies, the public and private sectors and civil society, building on synergies among activities and processes, as a means to support mitigation in a coherent and integrated manner;

(c) Enhanced action on adaptation, including, inter alia, consideration of:

(i) International cooperation to support urgent implementation of adaptation actions, including through vulnerability assessments, prioritization of actions, financial needs assessments, capacity-building and response strategies, integration of adaptation actions into sectoral and national planning, specific projects and programmes, means to incentivize the implementation of adaptation actions, and other ways to enable climate-resilient development and reduce vulnerability of all Parties, taking into account the urgent and immediate needs of developing countries that are particularly vulnerable to the adverse effects of climate change, especially the least developed countries and small island developing States, and further taking into account the needs of countries in Africa affected by drought, desertification and floods;

(ii) Risk management and risk reduction strategies, including risk sharing and transfer mechanisms such as insurance;

(iii) Disaster reduction strategies and means to address loss and damage associated with climate change impacts in developing countries that are particularly vulnerable to the adverse effects of climate change;

(iv) Economic diversification to build resilience;

(v) Ways to strengthen the catalytic role of the Convention in encouraging multilateral bodies, the public and private sectors and civil society, building on synergies among activities and processes, as a means to support adaptation in a coherent and integrated manner;

(d) Enhanced action on technology development and transfer to support action on mitigation and adaptation, including, inter alia, consideration of:

(i) Effective mechanisms and enhanced means for the removal of obstacles to, and provision of financial and other incentives for, scaling up of the development and transfer of technology to developing country Parties in order to promote access to affordable environmentally sound technologies;

(ii) Ways to accelerate deployment, diffusion and transfer of affordable environmentally sound technologies;

(iii) Cooperation on research and development of current, new and innovative technology, including win-win solutions;

(iv) The effectiveness of mechanisms and tools for technology cooperation in specific sectors;

(e) Enhanced action on the provision of financial resources and investment to support action on mitigation and adaptation and technology cooperation, including, inter alia, consideration of:

(i) Improved access to adequate, predictable and sustainable financial resources and financial and technical support, and the provision of new and additional resources, including official and concessional funding for developing country Parties;

(ii) Positive incentives for developing country Parties for the enhanced implementation of national mitigation strategies and adaptation action;

(iii) Innovative means of funding to assist developing country Parties that are particularly vulnerable to the adverse impacts of climate change in meeting the cost of adaptation;

(iv) Means to incentivize the implementation of adaptation actions on the basis of sustainable development policies;

(v) Mobilization of public- and private-sector funding and investment, including facilitation of climate-friendly investment choices;

(vi) Financial and technical support for capacity-building in the assessment of the costs of adaptation in developing countries, in particular the most vulnerable ones, to aid in determining their financial needs;

2. *Decides* that the process shall be conducted under a subsidiary body under the Convention, hereby established and known as the Ad Hoc Working Group on Long-term Cooperative Action under the Convention, that shall complete its work in 2009 and present the outcome of its work to the Conference of the Parties for adoption at its fifteenth session;

3. *Agrees* that the process shall begin without delay, that the sessions of the group will be scheduled as often as is feasible and necessary to complete the work of the group, where possible in conjunction with sessions of other bodies established under the Convention, and that its sessions may be complemented by workshops and other activities, as required;

4. *Decides* that the first session of the group shall be held as soon as is feasible and not later than April 2008;

5. *Decides* that the Chair and Vice-Chair of the group, with one being from a Party included in Annex I to the Convention (Annex I Party) and the other being from a Party not included in Annex I to the Convention (non-Annex I Party), shall alternate annually between an Annex I Party and a non-Annex I Party;

6. *Takes note* of the proposed schedule of meetings contained in the annex to this decision;

7. *Instructs* the group to develop its work programme at its first session in a coherent and integrated manner;

8. *Invites* Parties to submit to the secretariat, by 22 February 2008, their views regarding the work programme, taking into account the elements referred to in paragraph 1 above, to be compiled by the secretariat for consideration by the group at its first meeting;

9. *Requests* the group to report to the Conference of the Parties at its fourteenth session on progress made;

10. *Agrees* to take stock of the progress made, at its fourteenth session, on the basis of the report by the group;

11. *Agrees* that the process shall be informed by, inter alia, the best available scientific information, experience in implementation of the Convention and its Kyoto Protocol, and processes thereunder, outputs from other relevant intergovernmental processes and insights from the business and research communities and civil society;

12. *Notes* that the organization of work of the group will require a significant amount of additional resources to provide for the participation of delegates from Parties eligible to be funded and to provide conference services and substantive support;

13. *Strongly urges* Parties in a position to do so, in order to facilitate the work of the group, to provide contributions to the Trust Fund for Participation in the UNFCCC Process and the Trust Fund for Supplementary Activities for the purposes referred to in paragraph 12 above and to provide other forms of in kind support such as hosting a session of the group.

Report of the Ad Hoc Working Group on Further Commitments for Annex I Parties under the Kyoto Protocol on its resumed fourth session, held in Bali from 3 to 15 December 2007

I. Opening of the session

(Agenda item 1)

Resumption of the fourth session of the Ad Hoc Working Group on Further Commitments for Annex I Parties under the Kyoto Protocol

1. The resumed fourth session of the Ad Hoc Working Group on Further Commitments for Annex I Parties under the Kyoto Protocol (AWG) was held at the Bali International Convention Centre, Bali, Indonesia, from 3 to 15 December 2007.

2. The Chair of the AWG, Mr. Leon Charles (Grenada), opened the session and welcomed all Parties and observers. He also welcomed Ms. Outi Berghäll (Finland) as the Vice-Chair of the AWG and Mr. Ephraim Mwepya Shitima (Zambia) as Rapporteur. He stressed that the meeting should provide clarity on the schedule of the programme of work of the AWG and the issues to be considered in 2008 as well as on the time frame within which the AWG should complete its work.

3. The Chair reminded Parties that the agenda for the fourth session had been adopted at the first part of that session, which took place in Vienna, Austria, from 27 to 31 August 2007. He also reminded Parties that, at that meeting, the AWG adopted substantive conclusions on agenda item 3, "Analysis of mitigation potentials and identification of ranges of emission reduction objectives of Annex I Parties".¹

4. The Chair informed Parties that the resumed fourth session would address only those items of the agenda for the fourth session which were not completed during the first part of that session, namely:

2. Organizational matters:
 - (b) Organization of the work of the session;
 - (c) Election of officers.
4. Review of work programme, methods of work and schedule of further sessions.
5. Other matters.
6. Report on the session.

5. Owing to ongoing negotiations, the closing plenary of the resumed fourth session of the AWG was postponed and held on the afternoon of 15 December. This plenary was chaired by the Vice-Chair of the AWG.

¹ The report of the first part of the fourth session of the AWG is contained in document FCCC/KP/AWG/2007/4.



II. Organizational matters

(Agenda item 2)

A. Organization of the work of the session

(Agenda item 2 (b))

6. The AWG considered this sub-item at its 1st meeting, on 3 December.

7. The Chair proposed that the AWG focus its work during the resumed fourth session on agenda item 4, “Review of work programme, methods of work and schedule of further sessions”. The AWG agreed to proceed according to this proposal.

B. Election of officers

(Agenda item 2 (c))

8. The AWG considered this sub-item at its 1st, 2nd and 3rd meetings, on 3, 11 and 15 December, respectively. At the 1st meeting, the Chair recalled rule 27 of the draft rules of procedure being applied, whereby the AWG is expected to elect its Chair, Vice-Chair and Rapporteur. The Chair informed the AWG that consultations on nominations were being undertaken and that he would keep delegates informed of progress. In the conduct of these consultations, Parties were invited to recall decision 36/CP.7 and to give active consideration to the nomination of women for elective posts established under the Convention.

9. At its 3rd meeting, upon receiving information from the Vice-Chair regarding nominations for vacant posts, the AWG elected Mr. Harald Dovland (Norway) as its Chair, Mr. Mama Konate (Mali) as its Vice-Chair and Mr. Boo-Nam Shin (Republic of Korea) as its Rapporteur. The AWG was informed that the newly elected officers will serve for the fifth and sixth sessions of the AWG.

III. Review of work programme, methods of work and schedule of further sessions

(Agenda item 4)

1. Proceedings

10. The AWG considered this item at its 1st, 2nd and 3rd meetings, on 3, 11 and 15 December, respectively. It had before it documents FCCC/KP/AWG/2007/MISC.3 and FCCC/KP/AWG/2007/MISC.6 and Add.1. At its 1st meeting, statements were made by representatives of 28 Parties, including one speaking on behalf of the Group of 77 and China, one on behalf of the Umbrella Group, one on behalf of the European Community and its member States,² one on behalf of the Alliance of Small Island States and one on behalf of the least developed countries. The Chair invited Climate Action Network and the Business Council for Sustainable Energy to make statements.

11. At the same meeting, the AWG agreed to consider this item further in a contact group. At the 2nd meeting, the Chair reported on the contact group’s consultations and

² The position reflected in this statement was supported by Albania, Bosnia and Herzegovina, Croatia, The former Yugoslav Republic of Macedonia, Serbia, Montenegro and Ukraine.

presented draft conclusions³ for consideration by the AWG. He informed delegates that, despite having made progress, the group could not reach a conclusion on this item. He noted that further consultations were needed.

12. At the 3rd meeting, the AWG considered further draft conclusions⁴ proposed by the Chair and adopted them as amended in the course of the meeting.

13. Also at the 3rd meeting, the delegation of Canada indicated that it wished to note, for the record, that it believed it is entirely appropriate to make reference to the scientific findings of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) that were noted at the first part of the fourth session of the AWG, and that it is also important that these findings are put in the correct context. However, it noted that it is not necessary or appropriate to merely note some parts of the relevant paragraphs in the report and that it would like to avoid any confusion or misperceptions that this could create.

2. Conclusions

14. The AWG recalled its programme of work contained in document FCCC/KP/AWG/2006/4 and took note of the views provided by Parties on the timetable to guide the completion of work.⁵

15. The AWG reaffirmed that the completion of its work programme will be advanced primarily through the work of Parties, and that it will coordinate its work with, and draw upon relevant results achieved and work under way in, other bodies and processes under the Convention, especially its Kyoto Protocol, with a view to avoiding duplication.

16. The AWG also recalled that its work should be guided by a shared vision of the challenge set by the ultimate objective of the Convention based on the principles and other relevant provisions of the Convention and its Kyoto Protocol. It noted the usefulness of the ranges referred to in the contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report (AR₄) of the IPCC and that this report indicates that global emissions of greenhouse gases (GHGs) need to peak in the next 10–15 years and be reduced to very low levels, well below half of levels in 2000 by the middle of the twenty-first century in order to stabilize their concentrations in the atmosphere at the lowest levels assessed by the IPCC to date in its scenarios. Hence the urgency to address climate change. At the first part of its fourth session, the AWG recognized that the contribution of Working Group III to the AR₄ indicates that achieving the lowest levels assessed by the IPCC to date and its corresponding potential damage limitation would require Annex I Parties as a group to reduce emissions in a range of 25–40 per cent below 1990 levels by 2020, through means that may be available to these Parties to reach their emission reduction targets. The IPCC ranges do not take into account lifestyle changes which have the potential of increasing the reduction range. The ranges would be significantly higher for Annex I Parties if they were the result of analysis assuming that emission reductions were to be undertaken exclusively by Annex I Parties. The AWG also recognized that achievement of these reduction objectives by Annex I Parties would make an important contribution to overall global efforts required to meet the ultimate objective of the Convention as set out in its Article 2.

³ FCCC/KP/AWG/2007/L.6.

⁴ FCCC/KP/AWG/2007/L.6/Rev.1.

⁵ FCCC/KP/AWG/2007/MISC.3 and FCCC/KP/AWG/2007/MISC.6 and Add.1.



17. The AWG noted the concerns raised by small island developing States and some developing country Parties with regard to the lack of analysis of stabilization scenarios below 450 ppmv of carbon dioxide equivalent. In line with the iterative approach to the work programme, the information referred to in paragraph 16 above will be reviewed in the light of information⁶ received by the AWG, including from possible further scientific work on stabilization scenarios.

18. The AWG decided to hold the first part of its fifth session in March or April 2008 and to resume and conclude its fifth session during the first sessional period in June 2008.

19. The AWG decided to organize the work for its fifth session as follows:

(a) At the first part of its fifth session, the AWG will initiate work on the tasks set out in paragraph 17 (b) (i)⁷ of its work programme (FCCC/KP/AWG/2006/4), and take into account the results of an in-session thematic workshop it will conduct on these matters;

(b) In preparation for the first part of its fifth session, the AWG:

(i) Requested the secretariat, under the guidance of the Chair of the AWG, to organize the in-session workshop referred to in paragraph 19 (a) above and to facilitate the participation of relevant experts and organizations in this workshop;

(ii) Reminded Parties and accredited observer organizations of its invitations⁸ to submit, by 15 February 2008, their views and information on the means to achieve the mitigation objectives of Annex I Parties referred to in document FCCC/KP/AWG/2006/4, paragraph 17 (b), and for Annex I Parties to include in their submissions information on the potential environmental, economic and social consequences, including spillover effects on all Parties, in particular developing country Parties, of available tools, policies, measures and methodologies available to Annex I Parties. It further invited them to include in these submissions their views on the topics to be covered and the experts/organizations to be invited to participate in the in-session thematic workshop referred to in paragraph 19 (a) above;

(iii) Requested the secretariat to prepare, by March 2008, an information note on the provisions of the Kyoto Protocol and decisions by the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol (CMP) relating to means that may be available to Annex I Parties to reach their emission reduction targets, including: emissions trading and the project-based mechanisms; rules to guide the treatment of land use, land-use change and forestry; and GHGs, sectors and source categories covered;

(c) At the resumed fifth session, the AWG will:

(i) Continue work on the tasks set out in paragraph 17 (b) (i) of its work programme (FCCC/KP/AWG/2006/4), and take into account the outcomes of a round table it will conduct on these matters;

⁶ Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Technical Summary, pages 39 and 90.

⁷ Analysis of means that may be available to Annex I Parties to reach their emission reduction targets, including: emissions trading and the project-based mechanisms under the Kyoto Protocol; the rules to guide the treatment of land use, land-use change and forestry; the GHGs, sectors and source categories to be covered, and possible approaches targeting sectoral emissions; and identification of ways to enhance the effectiveness of these means and their contribution to sustainable development.

(ii) Initiate work on the tasks set out in paragraph 17 (b) (ii)⁹ of its work programme (FCCC/KP/AWG/2006/4), and take into account the outcomes from an in-session workshop it will conduct on these matters;

(d) In preparation for the resumed part of its fifth session, the AWG:

(i) Invited Parties to submit to the secretariat, by 15 February 2008, their views on the topics to be covered and the experts/organizations to be invited to participate in the round table referred to in paragraph 19 (c) (i) above;

(ii) Requested the secretariat, under the guidance of the Chair of the AWG, to organize the round table referred to in paragraph 19 (c) (i) above, and to facilitate the participation of relevant experts and organizations in this round table;

(iii) Also invited Parties to submit to the secretariat, by 21 March 2008, their views and information on methodological issues relevant to matters raised in paragraph 17 (b) (i) and (ii) of document FCCC/KP/AWG/2006/4, as well as on the topics to be covered and experts/organizations to be invited to participate in the in-session workshop referred to in paragraph 19 (c) (ii) above;

(iv) Requested the secretariat, under the guidance of the Chair of the AWG, to organize the in-session workshop referred to in paragraph 19 (c) (ii) above, and to facilitate the participation of relevant experts and organizations in this workshop;

20. The AWG decided to hold the first part of its sixth session in August or September 2008 and to resume and conclude its sixth session during the second sessional period in December 2008.

21. The AWG decided to organize its work for the sixth session as follows:

(a) At the first part of its sixth session the AWG will:

(i) Initiate consideration of information on the potential environmental, economic and social consequences, including spillover effects on all Parties, in particular developing country Parties, of available tools, policies, measures and methodologies available to Annex I Parties;

(ii) Adopt conclusions on the tasks set out in paragraph 17 (b) (i) and (ii) of its work programme (FCCC/KP/AWG/2006/4);

(b) In preparation for the first part of its sixth session, the AWG requested the secretariat, under the guidance of the Chair of the AWG, to:

(i) Compile and synthesize, by July 2008, the submissions referred to in paragraph 19 (d) (iii) above and the material presented at, as well as the outcomes from, the round table referred to in paragraph 19 (c) (i) above;

(ii) Prepare, by July 2008, a technical paper, with the participation of relevant experts and organizations, including from developing countries, on matters related to the tasks set out in paragraph 17 (b) (i) and (ii) of its work programme (FCCC/KP/AWG/2006/4);

⁸ FCCC/KP/AWG/2007/2, paragraph 24, and FCCC/KP/AWG/2007/4, paragraph 24.

⁹ Consideration of relevant methodological issues, including the methodologies to be applied for estimating anthropogenic emissions and the global warming potentials of GHGs.

(c) At its resumed sixth session, the AWG will:

(i) Continue and adopt conclusions on its consideration of information on the potential environmental, economic and social consequences, including spillover effects on all Parties, in particular developing country Parties, of available tools, policies, measures and methodologies available to Annex I Parties;

(ii) Revert to and adopt conclusions on the tasks set out in paragraph 17 (a) (i)¹⁰ and (ii)¹¹ of its work programme (FCCC/KP/AWG/2006/4), and take into account the outcomes from an in-session workshop it will conduct on these matters;

(iii) Consider its programme of work and decide on activities to be undertaken during 2009;

(iv) Initiate consideration of the scale of emission reductions to be achieved by Annex I Parties in aggregate;

(d) In preparation for the resumed part of its sixth session, the AWG:

(i) Invited Annex I Parties to submit to the secretariat, by 5 September 2008, additional and updated available information and data related to the tasks set out in paragraph 17 (a) (i) and (ii) of its work programme (FCCC/KP/AWG/2006/4); and on the scale of emission reductions to be achieved by Annex I Parties in aggregate; as well as on the topics to be covered and the experts/organizations to be invited to participate in the in-session workshop referred to in paragraph 21 (c) (ii) above;

(ii) Invited Parties to submit to the secretariat, by 3 October 2008, their views on further activities to be undertaken during 2009, in accordance with the work programme of the AWG;

(iii) Requested the secretariat, under the guidance of the Chair of the AWG, to update, by October 2008, the technical paper on information relevant to the mitigation potential and to the identification of possible ranges of emission reduction objectives of Annex I Parties,¹² with the participation of relevant experts and organizations;

(iv) Further requested the secretariat, under the guidance of the Chair of the AWG, to organize the in-session workshop referred to in paragraph 21 (c) (ii) above, and to facilitate the participation of relevant experts and organizations in this workshop.

22. The AWG agreed that its seventh and eighth sessions will be held and concluded in 2009. At these sessions, the tasks of the AWG will be to:

(a) Adopt conclusions on the tasks set out in paragraph 17 (c)¹³ of its work programme (FCCC/KP/AWG/2006/4);

(b) Adopt conclusions on the legal implications arising from the work of the AWG pursuant to Article 3, paragraph 9, of the Kyoto Protocol;

(c) Forward to the CMP at its fifth session the results of its work on the consideration

¹⁰ Analysis of the mitigation potential, effectiveness, efficiency, costs and benefits of current and future policies, measures and technologies at the disposal of Annex I Parties, appropriate in different national circumstances, taking into account their environmental, economic and social consequences, their sectoral dimensions, and the international context in which they are deployed.

¹¹ Identification of possible ranges of emission reductions by Annex I Parties, through their domestic and international efforts, and analysis of their contribution to the ultimate objective of the Convention, ensuring due attention to the issues mentioned in the second sentence of Article 2 of the Convention.

of commitments for subsequent periods for Parties included in Annex I to the Convention under Article 3, paragraph 9, of the Kyoto Protocol, for consideration by the CMP, with a view to their adoption.

23. In preparation for the resumed parts of its seventh and eighth sessions, the AWG invited Parties to submit to the secretariat, by 15 February 2009, their views on:

(a) Legal implications arising from the work of the AWG pursuant to Article 3, paragraph 9, of the Kyoto Protocol;

(b) The scale of emission reductions to be achieved by Annex I Parties in aggregate and on options for the allocation of the corresponding mitigation effort and their contribution to the global effort to reach the ultimate objective of the Convention.

24. The AWG requested the secretariat to schedule all meetings and activities under the AWG, to the greatest extent possible, in conjunction with meetings and activities of other relevant processes under the Convention and its Kyoto Protocol, with a view to ensuring the efficient use of resources.

25. The AWG noted that its requests to the secretariat, as specified in paragraphs 19 (b) (i), 19 (b) (iii), 19 (d) (ii) and (iv), 21 (b), 21 (d) (iii) and (iv) above, as well as the scheduling of additional sessions (see paragraphs 18 and 20 above), are additional and subject to the availability of supplementary funding. The secretariat informed Parties of supplementary funding requirements.

26. An overview of activities of the AWG is provided in annex I.

IV. Other matters

(Agenda item 5)

27. No other matters were raised or considered.

V. Report on the session

(Agenda item 6)

28. At its 2nd meeting, on 11 December, the AWG considered and adopted the draft report on its resumed fourth session.¹⁴ At the same meeting, on a proposal by the Chair, the AWG authorized the Rapporteur to complete the report on the session with the assistance of the secretariat and under the guidance of the Chair.

VI. Closure of the session

29. At the 3rd meeting, on 15 December, the Vice-Chair thanked the delegates for their contributions as well as the secretariat for its support.

¹² FCCC/TP/2007/1.

¹³ Consideration of the scale of emission reductions to be achieved by Annex I Parties in aggregate and of the allocation of the corresponding mitigation effort, and agreement on their further commitments, including new quantitative emission limitation or reduction commitments, and on the duration of the commitment period(s), taking into account the analyses described in paragraph 17 (a) and (b) of document FCCC/KP/AWG/2006/4.



Annex I

Timetable to guide the completion of work of the Ad Hoc Working Group on Further Commitments for Annex I Parties under the Kyoto Protocol

Date/session	Activity	Reference paragraph in this document
15 February 2008	Submission on information and views on the means to achieve mitigation objectives, including information on the potential environmental, economic and social consequences and spillover effects.	19 (b) (ii)
15 February 2008	Submissions on the topics to be covered in the round table.	19 (d) (i)
March 2008	Information note by the secretariat on the provisions of the Kyoto Protocol and decisions by the CMP relating to the means.	19 (b) (iii)
21 March 2008	Submissions on relevant methodological issues.	19 (d) (iii)
March/April 2008 AWG 5.1	Initiate work on para. 17 (b) (i) of FCCC/KP/AWG/2006/4 (means).	19 (a)
	In-session thematic workshop on the analysis of means.	19 (a), 19 (b) (i)
2–13 June 2008 AWG 5.2	Continue work on para. 17 (b) (i) of FCCC/KP/AWG/2006/4 (means).	19 (c) (i)
	Round table on ways to enhance means.	19 (c) (i), 19 (d) (ii)
	Initiate work on para. 17 (b) (ii) of FCCC/KP/AWG/2006/4 (methodological issues).	19 (c) (ii)
	In-session workshop on relevant methodological issues.	19 (c) (ii), 19 (d) (iv)
July 2008	Secretariat to compile and synthesize submissions on methodological issues as well as material and outcomes from the round table.	21 (b) (i)
July 2008	Secretariat to prepare a technical paper on matters related to para. 17 (b) (i) and (ii) of FCCC/KP/AWG/2006/4 (means).	21 (b) (ii)
August/ September 2008 AWG 6.1	Initiate consideration of potential environmental, economic and social consequences, including spillover effects.	21 (a) (i)
	Adopt conclusions on para. 17 (b) (i) and (ii) of FCCC/KP/AWG/2006/4 (means).	21 (a) (ii)
5 September 2008	Submissions on additional and updated information on para. 17 (a) (i) and (ii) of FCCC/KP/AWG/2006/4 and on the scale of emission reductions.	21 (d) (i)
3 October 2008	Submissions on further activities for 2009.	21 (d) (ii)
October 2008	Update of technical paper on factors and indicators related to mitigation potential.	21 (d) (iii)
1–12 December 2008 AWG 6.2	Continue and adopt conclusions on consideration of potential environmental, economic and social consequences, including spillover effects.	21 (c) (i)
	Revert to and adopt conclusions on para. 17 (a) (i) and (ii) of FCCC/KP/AWG/2006/4 (mitigation potential and ranges).	21 (c) (ii)
	In-session workshop on mitigation potential.	21 (c) (ii), 21 (d) (iv)
	Consider work programme for 2009.	21 (c) (iii)
	Initiate consideration of the scale of emission reductions to be achieved by Annex I Parties.	21 (c) (iv)
15 February 2009	Submissions on legal implications.	23 (a)
15 February 2009	Submissions on the scale of emission reductions to be achieved by Annex I Parties.	23 (b)
2009 AWG 7 and 8	Adopt conclusions on para. 17 (c) of FCCC/KP/AWG/2006/4 (further commitments by Annex I Parties).	22 (a)
	Adopt conclusions on the legal implications arising from the work of the AWG.	22 (b)
	Forward relevant draft decisions on further commitments to the CMP at its fifth session.	22 (c)

Abbreviations: AWG = Ad Hoc Working Group on Further Commitments for Annex I Parties under the Kyoto Protocol, CMP = Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol. Note: “5.1” refers to the first part of the fifth session of the AWG, “5.2” to the resumed fifth session, “6.1” to the first part of the sixth session, and “6.2” to the resumed sixth session.

Annex II

Documents before the Ad Hoc Working Group on Further Commitments for Annex I Parties under the Kyoto Protocol on its resumed fourth session Documents prepared for the session

FCCC/KP/AWG/2007/3	Provisional agenda and annotations. Note by the Executive Secretary
FCCC/KP/AWG/2007/MISC.3	Views on the timetable to guide the completion of work. Submissions from Parties
FCCC/KP/AWG/2007/MISC.6 and Add.1	Further views on the development of a timetable to guide the completion of the work of the Ad Hoc Working Group on Further Commitments for Annex I Parties under the Kyoto Protocol. Submissions from Parties
FCCC/KP/AWG/2007/L.5	Draft report of the Ad Hoc Working Group on Further Commitments for Annex I Parties under the Kyoto Protocol on the second part of its fourth session
FCCC/KP/AWG/2007/L.6	Review of work programme, methods of work and schedule of further sessions. Draft conclusions proposed by the Chair
FCCC/KP/AWG/2007/L.6/Rev.1	Review of work programme, methods of work and schedule of further sessions. Draft conclusions proposed by the Chair

Other documents before the session

FCCC/KP/AWG/2007/4	Report of the Ad Hoc Working Group on Further Commitments for Annex I Parties under the Kyoto Protocol on the first part of its fourth session, held at Vienna from 27 to 31 August 2007
FCCC/KP/AWG/2006/4	Report of the Ad Hoc Working Group on Further Commitments for Annex I Parties under the Kyoto Protocol on its second session, held at Nairobi from 6 to 14 November 2006

Statement by Portugal on Behalf of the European Union and Its Member States High Level Segment

This position is supported by Albania, Bosnia and Herzegovina, Croatia, Former Yugoslav Republic of Macedonia, Montenegro, Serbia, Turkey and Ukraine

Mr. President, Portugal is speaking on behalf of the European Community and its Member States. This statement is supported by Albania, Bosnia and Herzegovina, Croatia, Former Yugoslav Republic of Macedonia, Montenegro, Serbia, Turkey and Ukraine.

Mr. President, the EU has stated the following countless times and will do so again now: Climate Change is upon us and it is high time to act.

We have had an extraordinary year in terms of raising the political profile of climate change both in the public opinion as well as on the global political agenda.

We have had several opportunities throughout the year to exchange views, among them the meeting of Heads of State and Government convened by the UN Secretary General, and the message has been consistent all across: the science is clear, it is time to act, we know what needs to be done and we all have a role to play.

Mr. President, as we celebrate the tenth anniversary of Kyoto, less than a month before the actual start of the first commitment period of the Kyoto Protocol, we welcome Australia as a new member to the developed country ratifiers' family and note with satisfaction the significant progress made in setting up the institutions and the mechanisms to make Kyoto a success.

We are gathered here under your able guidance, Mr. President, to agree on the Bali Roadmap to guide negotiations on the post-2012 framework; to agree on the process to guide our global efforts to combat climate change taking into account the different role each of us has to play, based on the principle of common but differentiated responsibilities and on each Party's responsibilities and respective capabilities.

It is not an option, Mr. President, I repeat, IT IS NOT AN OPTION, for us not to live up to the World's expectation and to go back home without a successful agreement here.

Mr. President, the EU is gravely concerned with the findings of the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, whose important work has been recognized by the award of the Nobel Peace Prize.

According to these findings, global greenhouse gas emissions due to human activities have increased about 70% between 1970 and 2004. For the first time, it is now possible to state that discernible human influences extend beyond average temperature to other aspects of climate, for instance to sea level rise, which is perhaps the most worrying large scale singularity caused by climate change.

Further to demonstrating that climate change is unequivocal, the Fourth Assessment Report also states that there is much evidence of substantial economic potential for mitigation of global greenhouse gas emissions over the coming decades that could offset the projected growth of global emissions or reduce emissions below current levels.



But our window of opportunity to act is closing rapidly and delaying action will increase the risks of dangerous climate change.

Mr. President, with a view to achieving the ultimate objective of the Convention, the EU has proposed that global mean surface temperature increase should not exceed 2° Celsius above pre-industrial levels in order to avoid global impacts and risks.

The Fourth Assessment Report strongly confirms the scientific basis for this objective. The EU Heads of State and Government have concluded that this will require the growth in global emissions to be halted within the next 10-15 years, followed by reductions of at least 50% below 1990 levels by 2050.

If we act now, the scientific findings of the Fourth Assessment Report demonstrate that our goal to limiting global average temperature increase to less than 2°C is still within reach.

Mr. President, the EU is fully committed to keep leading the fight against global climate change. Our experience clearly demonstrates that transitioning to a low greenhouse-gas-emitting economy results into aggregate positive economic impacts. We must make sure that this objective is shared globally.

EU leaders have agreed an objective of a 30% reduction in greenhouse gas emissions by 2020 compared to 1990 levels as its contribution towards a global and comprehensive agreement for the period beyond 2012, provided that other developed countries commit themselves to comparable efforts and economically more advanced developing countries to contributing adequately according to their responsibilities and respective capabilities. Irrespective of the outcome of the negotiations on a global and comprehensive agreement, the EU will move to a 20% reduction by the same deadline.

Mr. President, in response to the very clear scientific evidence, it is now up to us all in Bali to give the signal to the world that we are taking the fight against climate change seriously by engaging in formal negotiations towards a global and comprehensive post-2012 agreement.

It should be clear from the outset that commitments by all Parties should take into account the principle of common but differentiated responsibilities and their specific national and regional development priorities, objectives and circumstances, including changes in these.

All developed countries need to collectively reduce their emissions in a range of 25-40% below 1990 levels by 2020 through a combination of domestic and international efforts.

Contributions by developing countries to the global effort to stabilizing greenhouse gases in the atmosphere should be enhanced and facilitated by positive incentives, including through the participation in a strengthened and broadened global carbon market, enhanced and additional crediting mechanisms, no-lose targets and sectoral approaches, sustainable policies and measures and enhanced technological cooperation.

2 Indeed, Mr. President, the EU is fully convinced of the urgency of enhancing international cooperation in order to rapidly accelerate the transfer of environmentally sound technologies and know-how. This is for us a key building block of our future agreement.

Scientific evidence is clear, Mr. President, that mitigation efforts, no matter how urgent and stringent, are no longer enough. Adaptation to the adverse impacts of climate change is of high priority to the European Union and must be recognized as a global challenge. The IPCC Fourth Assessment Report clearly indicates that the need to adapt is one that concerns all countries. It is our strong belief, therefore, that adaptation should be integrated into all relevant decision-making processes, including development cooperation at the same time as we acknowledge the need and are committed to contribute to the availability of future funding for adaptation.

We welcome the adoption of rules on the governance of the Adaptation Fund. This will put in place the first financial mechanism to support adaptation, as a contribution of the

flexible mechanisms to the adaptation efforts of developing countries, and will constitute a marker in the development of international mechanisms for adaptation to climate change.

Mr. President, we have a lot of work to do in the next two and half days, but much more in the next two years, in order to reach a global and comprehensive post-2012 agreement in 2009.

In this regard, the Convention track of the Bali Roadmap work programme should firmly incorporate the conversion of the Dialogue into a process that allows for the further development of, and negotiations on, the ideas brought forward during the Dialogue.

As stressed on many occasions, the EU believes that the UNFCCC is the framework for tackling global climate change and we want to build on it and strengthen it. In this context, the EU has agreed to do more to mobilize the necessary finance in the most efficient and effective way as part of a global and comprehensive post-2012 framework.

Mr. President, I am delighted to announce that the EU stands ready to pledge funding support for the intensified negotiation schedule ahead of us.

Mr. President, the Bali Roadmap will take us all to Copenhagen via Poznan, on a journey of intensive discussions among us all. The EU is eager to engage in such discussions, to share our views on each of these building blocks and in particular also to hear other Parties' views on their proposals regarding their respective contributions to our global efforts.

Thank you.

Closing Statement by Portugal on Behalf of the European Union and its Member States

Mr. President

On behalf of the European Union, I would like to say that we have come a long way these two weeks and we managed to walk the final mile today. But it is with some emotion that I recognize that we all succeeded, the world succeeded: we have agreed the Bali Roadmap.

We have had an extraordinary year in the run-up to our meeting here in Bali. Climate change is now firmly at the top of the international agenda, as attested by the award of the Nobel Peace Prize to the IPCC, for its role in delivering the scientific basis for our deliberations.

There's a tremendous challenge ahead of us, but history is made of vision, courage and big steps forward. We must all contribute and be prepared for the transition to a low greenhouse gas emitting economy.

Like Pakistan, Mr Chairman, the EU, too, considers that our Bali Roadmap is comprised of several elements under the convention and its Kyoto Protocol.

Mitigation action guided by the principle of common but differentiated responsibilities is key in all countries. As we have emphasized before, it is our firm conviction that developed countries must continue to take the lead in addressing climate change, while ensuring that, in the context of sustainable development, developing countries contribute to our long term goals by appropriate mitigation actions.

Technology development and transfer will play a particularly important role in enhancing action and facilitating developing countries' contributions to the global effort to prevent dangerous climate change and its serious impacts.

Mr. President

Adaptation is an issue for all countries, but we need to attend to the urgent needs of the most vulnerable developing countries, particularly least developed countries and small islands developing states. The European Union is fully committed to contributing to our efforts to address these needs.

There's also a need to enhance the adequacy and predictability of financial flows, particularly via new and innovative sources of funding. The carbon markets play in this respect a central role, complementing the current bilateral and multilateral channels. Mr. President, distinguished delegates

Allow me also to take this opportunity to express our full confidence in the executive secretary.

Bali is the starting point of a new stage in our ability to deal with climate change.

We have a very intensive two years ahead of us and we must live up to the expectations of the world and respond to the clear signs given to us by science.

Despite the size of the challenge, the EU is ready to start this promising journey down the Bali Roadmap.

It is in our hands to keep up the high level of ambition, the constructive spirit and the great understanding among us to achieve a very successful outcome at COP-15 in Copenhagen.

Thank you Mr. President.





*The Bali Roadmap
Address to Closing Plenary
by His Excellency Mr. Rachmat Witoelar,
President, un Climate Change Conference
Closing of Joint High-Level Segment Bali, 15 December 2007*

Excellencies, Ministers, distinguished delegates, honourable guests, ladies and gentlemen,

I realize that you have been waiting a long time for this moment and, I can assure you that it was well worth the wait.

We have a Roadmap!

I am delighted to say that we have finally achieved the breakthrough the world has been waiting for: the Bali Roadmap!

Distinguished delegates,

The decisions we have taken in Bali together create the world's road map to a secure climate future. The governments assembled here have responded decisively in the face of new scientific evidence and significant advances in our thinking to collectively envision, and chart, a new climate-secure course for humanity.

The Bali Roadmap consists of a number of forward-looking decisions adopted today. These decisions represent various tracks that are essential to reaching a secure climate future.

At this meeting we have launched a new negotiation process, designed to tackle climate change, with the aim of completing this by 2009.

We have also addressed the AWG negotiations, setting a 2009 deadline, firmly launched the Adaptation Fund, and defined the scope and content of the Art. 9 review of the Kyoto Protocol - all of these on the Kyoto track.

Similarly we have charted a course forward on reducing emissions from deforestation and on technology transfer, including an exciting new strategic programme.

I have highlighted these ground-breaking decisions as core elements of the Bali Roadmap. But of course, I do not mean to detract from the significance of the many other issues we have considered, and the on-going work to implement existing commitments.

As we begin our work for the future, we should not forget that we are only a few weeks away from the start of the first commitment period. And whilst we have made an excellent start in Bali towards a secure climate future, we must also ensure that existing commitments

are fully implemented. The road from Bali to Poznan and Copenhagen must be paved not with good intentions but concrete actions and rigorous implementation.

The Bali Roadmap is a testament to the remarkable spirit of cooperation that Parties have displayed in these last two weeks. It is also a tribute to the solidarity with which we have come together to address climate change – the defining human development challenge of the 21st century.

Excellencies, ladies and gentlemen,

Allow me to close this excitement with appreciations to some remarkable super-achievers:

- to all Parties, including the USA, for their flexibility and participation in a spirit of cooperation as reflected in the breakthrough we present now to the world;
- to the highly able secretariat of the United Nations Framework Convention on Climate Change in providing continuous support in the lead-up and during the conference;
- to the thousands of personnel of the organizing committee and volunteers, the Government and the people of Bali for their able support to make this conference a great success.

To my colleagues, Ministers of the Indonesian Cabinet – in particular Dr. Nur Hassan Wirayuda, Minister of Foreign Affairs – and all the members of the Indonesian Delegation, I can hardly find words to describe how important and meaningful was your support and cooperation during the whole process.

I am also grateful for the continuous attention and great support from the President of the Republic of Indonesia, H.E. Susilo Bambang Yudhoyono, both before and during the Conference. To the Secretary General of the UN, H.E. Mr. Ban Ki-Moon, for his special attention to this Conference.

Excellencies, Ministers, distinguished delegates, honourable guests, ladies and gentlemen,

The world was expecting us to show true vision and leadership and I have no doubt that we have proven equal to that task. It is said that leaders are those who create the future. Here in Bali, you have demonstrated the leadership needed to create a sustainable future for us all.

I thank you again for providing the world with the breakthrough that it has been waiting for. I hope you have enjoyed your time here in Bali. Have a safe journey home and a safe onward journey following the Bali Roadmap through Poznan and on to Copenhagen.

Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change

1 Introduction

Structure of the report, the rationale behind it, the role of cross-cutting themes and framing issues

The main aim of this report is to assess options for mitigating climate change. Several aspects link climate change with development issues. This report explores these links in detail, and illustrates where climate change and sustainable development are mutually reinforcing.

Economic development needs, resource endowments and mitigative and adaptive capacities differ across regions. There is no one-size-fits-all approach to the climate change problem, and solutions need to be regionally differentiated to reflect different socio-economic conditions and, to a lesser extent, geographical differences. Although this report has a global focus, an attempt is made to differentiate the assessment of scientific and technical findings for the various regions.

Given that mitigation options vary significantly between economic sectors, it was decided to use the economic sectors to organize the material on short- to medium-term mitigation options. Contrary to what was done in the Third Assessment Report, all relevant aspects of sectoral mitigation options, such as technology, cost, policies etc., are discussed together, to provide the user with a comprehensive discussion of the sectoral mitigation options.

Consequently, the report has four parts. Part A (Chapters 1 and 2) includes the introduction and sets out the frameworks to describe mitigation of climate change in the context of other policies and decision-making. It introduces important concepts (e.g., risk and uncertainty, mitigation and adaptation relationships, distributional and equity aspects and regional integration) and defines important terms used throughout the report. Part B (Chapter 3) assesses long-term stabilization targets, how to get there and what the associated costs are, by examining mitigation scenarios for ranges of stability targets. The relation between adaptation, mitigation and climate change damage avoided is also discussed, in the light of decision-making regarding stabilization (Art. 2 UNFCCC). Part C (Chapters 4–10) focuses on the detailed description of the various sectors responsible for greenhouse gas (GHG) emissions, the short- to medium-term mitigation options and costs in these sectors, the policies for achieving mitigation, the barriers to getting there and the relationship with adaptation and other policies that affect GHG emissions. Part D (Chapters 11–13) assesses cross-sectoral issues, sustainable development and national and international aspects. Chapter 11 covers the aggregated mitigation potential, macro-

economic impacts, technology development and transfer, synergies, and trade-offs with other policies and cross-border influences (or spill-over effects). Chapter 12 links climate mitigation with sustainable development. Chapter 13 assesses domestic climate policies and various forms of international cooperation. This Technical Summary has an additional Chapter 14, which deals with gaps in knowledge.

Past, present and future: emission trends

Emissions of the GHGs covered by the Kyoto Protocol increased by about 70% (from 28.7 to 49.0 GtCO₂-eq) from 1970–2004 (by 24% from 1990–2004), with carbon dioxide (CO₂) being the largest source, having grown by about 80% (see Figure TS.1). The largest growth in CO₂ emissions has come from power generation and road transport. Methane (CH₄) emissions rose by about 40% from 1970, with an 85% increase from the combustion and use of fossil fuels. Agriculture, however, is the largest source of CH₄ emissions. Nitrous oxide (N₂O) emissions grew by about 50%, due mainly to increased use of fertilizer and the growth of agriculture. Industrial emission of N₂O fell during this period (*high agreement, much evidence*) [1.3].

Emissions of ozone-depleting substances (ODS) controlled under the Montreal Protocol (which includes GHGs chlorofluorocarbons (CFCs), hydrochlorofluorocarbons (HCFCs)), increased from a low level in 1970 to about 7.5 GtCO₂-eq in 1990 (about 20% of total GHG emissions, not shown in the Figure TS.1), but then decreased to about 1.5 GtCO₂-eq in 2004, and are projected to decrease further due to the phase-out of CFCs in developing countries. Emissions of the fluorinated gases (F-gases) (hydrofluorocarbons (HFCs), perfluorocarbons (PFCs) and SF₆) controlled under the Kyoto Protocol grew rapidly (primarily HFCs) during the 1990s as they replaced ODS to a substantial extent and were estimated at about 0.5 GtCO₂-eq in 2004 (about 1.1% of total emissions on a 100-year global warming potential (GWP) basis) (*high agreement, much evidence*) [1.3].

Atmospheric CO₂ concentrations have increased by almost 100 ppm since their pre-industrial level, reaching 379 ppm in 2005, with mean annual growth rates in the 2000–2005 period higher than in the 1990s. The total CO₂-equivalent (CO₂-eq) concentration of all long-lived GHGs is now about 455 ppm CO₂-eq. Incorporating the cooling effect of aerosols, other air pollutants and gases released from land-use change into the equivalent concentration, leads to an effective 311–435 ppm CO₂-eq concentration (*high agreement, much evidence*).

Considerable uncertainties still surround the estimates of anthropogenic aerosol emissions. As regards global sulphur emissions, these appear to have declined from 75 + 10 MtS in 1990 to 55–62 MtS in 2000. Data on non-sulphur aerosols are sparse and highly speculative. (*medium agreement, medium evidence*).

In 2004, energy supply accounted for about 26% of GHG emissions, industry 19%, gases released from land-use change and forestry 17%, agriculture 14%, transport 13%, residential, commercial and service sectors 8% and waste 3% (see Figure TS.2). These figures should be seen as indicative, as some uncertainty remains, particularly with regards to CH₄ and N₂O emissions (error margin estimated to be in the order of 30–50%) and CO₂ emissions from agriculture and forestry with an even higher error margin (*high agreement, medium evidence*) [1.3].

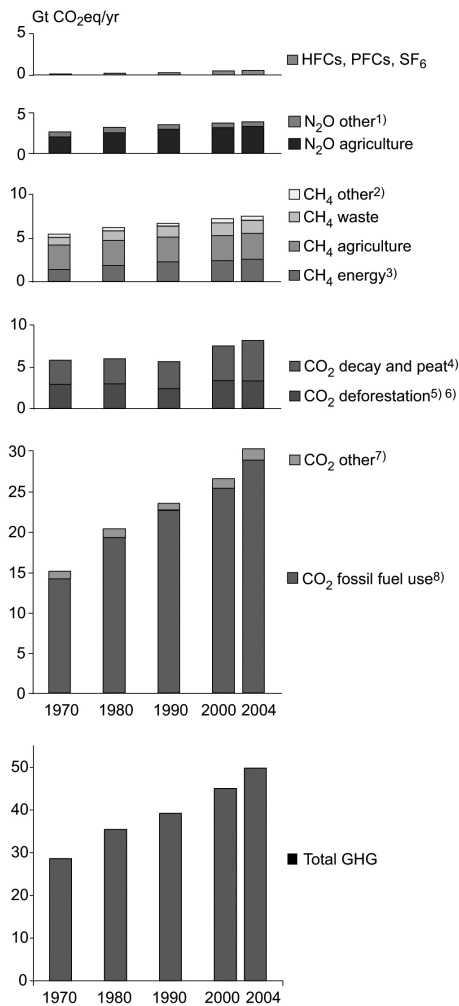


Figure TS.1a: Global anthropogenic greenhouse gas emissions, 1970–2004. One hundred year global warming potentials (GWPs) from IPCC 1996 (SAR) were used to convert emissions to CO₂-eq. (see the UNFCCC reporting guidelines).

Gases are those reported under UNFCCC reporting guidelines. The uncertainty in the graph is quite large for CH₄ and N₂O (in the order of 30-50%) and even larger for CO₂ from agriculture and forestry. [Figure 1.1a].

Notes:

- 1) Other N₂O includes industrial processes, deforestation/ savannah burning, waste water and waste incineration.
- 2) Other is CH₄ from industrial processes and savannah burning.
- 3) Including emissions from bioenergy production and use
- 4) CO₂ emissions from decay (decomposition) of above ground biomass that remains after logging and deforestation and CO₂ from peat fires and decay of drained peat soils.
- 5) As well as traditional biomass use at 10% of total, assuming 90% is from sustainable biomass production. Corrected for the 10% of carbon in biomass that is assumed to remain as charcoal after combustion.
- 6) For large-scale forest and scrubland biomass burning averaged data for 1997-2002 based on Global Fire Emissions Data base satellite data.
- 7) Cement production and natural gas flaring.
- 8) Fossil fuel use includes emissions from feed-stocks.

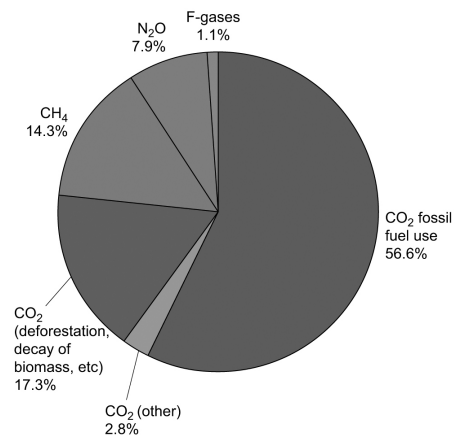


Figure TS.1b: Global anthropogenic greenhouse gas emissions in 2004 [Figure 1.1b].



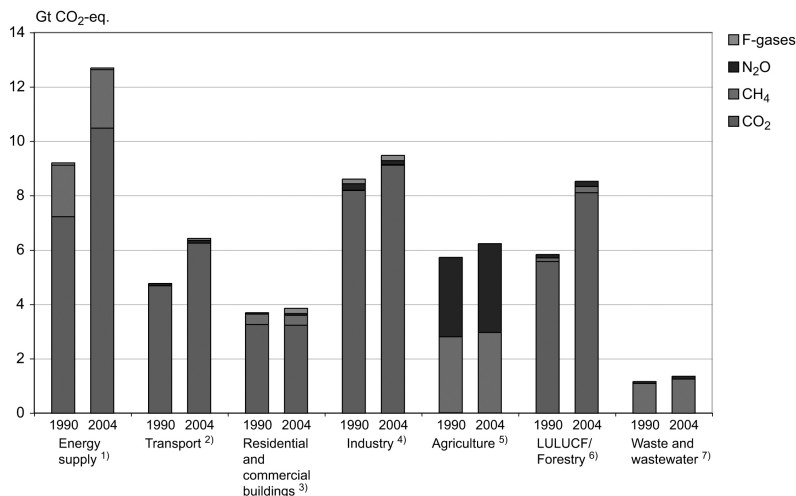


Figure TS.2a: GHG emissions by sector in 1990 and 2004 100-year GWPs from IPCC 1996 (Second Assessment Report (SAR)) were used to convert emissions to CO₂-eq. The uncertainty in the graph is quite large for CH₄ and N₂O (in the order of 30–50%) and even larger for CO₂ from agriculture and forestry. For large-scale biomass burning, averaged activity data for 1997–2002 were used from Global Fire Emissions Database based on satellite data. Peat (fire and decay) emissions are based on recent data from WL/Delft Hydraulics. [Figure 1.3a]

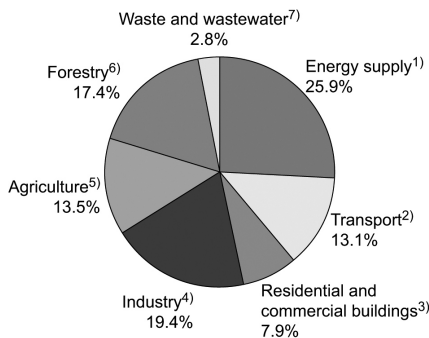


Figure TS.2b: GHG emissions by sector in 2004 [Figure 1.3b].

Notes to Figure TS.2a and 2b:

- 1) Excluding refineries, coke ovens etc., which are included in industry.
- 2) Including international transport (bunkers), excluding fisheries. Excluding offroad agricultural and forestry vehicles and machinery.
- 3) Including traditional biomass use. Emissions in Chapter 6 are also reported on the basis of end-use allocation (including the sector's share in emissions caused by centralized electricity generation) so that any mitigation achievements in the sector resulting from lower electricity use are credited to the sector.
- 4) Including refineries, coke ovens etc. Emissions reported in Chapter 7 are also reported on the basis of end-use allocation (including the sector's share in emissions caused by centralized electricity generation) so that any mitigation achievements in the sector resulting from lower electricity use are credited to the sector.
- 5) Including agricultural waste burning and savannah burning (non-CO₂). CO₂ emissions and/or removals from agricultural soils are not estimated in this database.
- 6) Data include CO₂ emissions from deforestation, CO₂ emissions from decay (decomposition) of above-ground biomass that remains after logging and deforestation, and CO₂ from peat fires and decay of drained peat soils. Chapter 9 reports emissions from deforestation only.
- 7) Includes landfill CH₄, wastewater CH₄ and N₂O, and CO₂ from waste incineration (fossil carbon only).

Figure TS.3 identifies the individual contributions to energy-related CO₂ emissions from changes in population, income per capita (gross domestic product (GDP) expressed in terms of purchasing-power parity per person - GDP_{PPP}/cap¹), energy intensity (Total Primary Energy Supply (TPES)/GDP_{PPP}), and carbon intensity (CO₂/TPES). Some of these factors boost CO₂ emissions (bars above the zero line), while others lower them (bar below the zero line). The actual change in emissions per decade is shown by the dashed black lines. According to Figure TS.3, the increase in population and GDP-PPP/cap (and therefore energy use per capita) have outweighed and are projected to continue to outweigh the decrease in energy intensities (TPES/ GDP_{PPP}) and conceal the fact that CO₂ emissions per unit of GDP_{PPP} are 40% lower today than during the early 1970s and have declined faster than primary energy per unit of GDP_{PPP} or CO₂ per unit of primary energy. The carbon intensity of energy supply (CO₂/TPES) had an offsetting effect on CO₂ emissions between the mid 1980s and 2000, but has since been increasing and is projected to have no such effect after 2010 (*high agreement, much evidence*) [1.3].

In 2004, Annex I countries had 20% of the world's population, but accounted for 46% of global GHG emissions, and the 80% in Non-Annex I countries for only 54%. The contrast between the region with the highest per capita GHG emissions (North America) and the lowest (Non-Annex I South Asia) is even more pronounced (see Figure TS.4a): 5% of the world's population (North America) emits 19.4%, while 30.3% (Non-Annex I South Asia) emits 13.1%.

A different picture emerges if the metric GHG emissions per unit of GDP_{PPP} is used (see Figure TS.4b). In these terms, Annex I countries generated 57% of gross world product with a GHG intensity of production of 0.68 kg CO₂-eq/US\$ GDP_{PPP} (non-Annex I countries 1.06 kg CO₂-eq/US\$ GDP_{PPP}) (*high agreement, much evidence*) [1.3].

Global energy use and supply – the main drivers of GHG emissions – is projected to continue to grow, especially as developing countries pursue industrialization. Should there be no change in energy policies, the energy mix supplied to run the global economy in the 2025–30 timeframe will essentially remain unchanged, with more than 80% of energy supply based on fossil fuels with consequent implications for GHG emissions. On this basis, the projected emissions of energy-related CO₂ in 2030 are 40–110% higher than in 2000, with two thirds to three quarters of this increase originating in non-Annex I countries, though per capita emissions in developed countries will remain substantially higher, that is 9.6 tCO₂/cap to 15.1 tCO₂/cap in Annex I regions versus 2.8 tCO₂/cap to 5.1 tCO₂/cap in non-Annex I regions (*high agreement, much evidence*) [1.3].

For 2030, projections of total GHG emissions (Kyoto gases) consistently show an increase of 25–90% compared with 2000, with more recent projections higher than earlier ones (*high agreement, much evidence*).

¹ The GDP_{PPP} metric is used for illustrative purposes only for this report.

² SRES refers to scenarios described in the IPCC Special Report on Emission Scenarios (IPCC, 2000b). The A1 family of scenarios describes a future with very rapid economic growth, low population growth and rapid introduction of new and more efficient technologies. B1 describes a convergent world, with the same global population that peaks in mid century and declines thereafter, with rapid changes in economic structures. B2 describes a world 'in which emphasis is on local solutions to economic, social, and environmental sustainability'.

It features moderate population growth, intermediate levels of economic development, and less rapid and more diverse technological change than the A1B scenario.



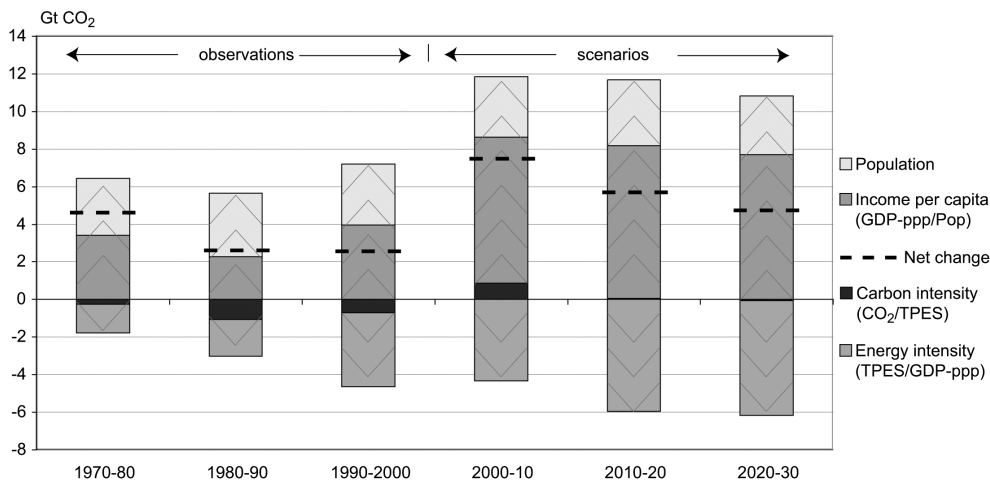


Figure TS.3: Decomposition of global energy-related CO₂ emission changes at the global scale for three past and three future decades [Figure 1.6].

For 2100, the SRES² range (a 40% decline to 250% increase compared with 2000) is still valid. More recent projections tend to be higher: increase of 90% to 250% compared with 2000 (see Figure TS.5). Scenarios that account for climate policies, whose implementation is currently under discussion, also show global emissions rising for many decades.

Developing countries (e.g., Brazil, China, India and Mexico) that have undertaken efforts for reasons other than climate change have reduced their emissions growth over the past three decades by approximately 500 million tonnes CO₂ per year; that is, more than the reductions required from Annex I countries by the Kyoto Protocol. Many of these efforts are motivated by economic development and poverty alleviation, energy security and local environmental protection. The most promising policy approaches, therefore, seem to be those that capitalize on natural synergies between climate protection and development priorities to advance both simultaneously (*high agreement, medium evidence*) [1.3].

International response

The United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) is the main vehicle for promoting international responses to climate change. It entered into force in March 1994 and has achieved near universal ratification – 189 of the 194 UN member states (December 2006).

A Dialogue on Long-Term Cooperation Action to Address Climate Change by Enhancing Implementation of the Convention was set up at CMP³ in 2005, taking the form of an open and non-binding exchange of views and information in support of enhanced implementation of the Convention.

³ The Conference of the Parties (COP) is the supreme body of the Convention also serves as the Meeting of the Parties (MOP) for the Protocol. CMP¹ is the first meeting of the Conference of the Parties acting as the Meeting of the Parties of the Kyoto Protocol.

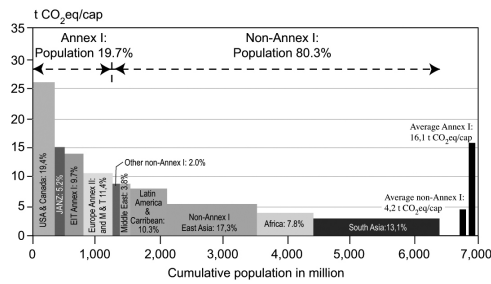


Figure TS.4a: Distribution of regional per capita GHG emissions (all Kyoto gases including those from land-use) over the population of different country groupings in 2004. The percentages in the bars indicate a region's share in global GHG emissions [Figure 1.4a].

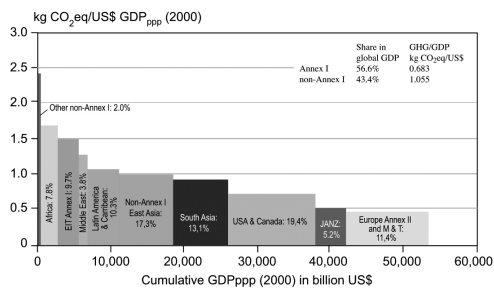


Figure TS.4b: Distribution of regional GHG emissions (all Kyoto gases including those from land-use) per US\$ of GDP over the GDP of different country groupings in 2004. The percentages in the bars indicate a region's share in global GHG emissions [Figure 1.4b].

Note: Countries are grouped according to the classification of the UNFCCC and its Kyoto Protocol; this means that countries that have joined the European Union since then are still listed under EIT Annex I. A full set of data for all countries for 2004 was not available. The countries in each of the regional groupings include:

- **EIT Annex I:** Belarus, Bulgaria, Croatia, Czech Republic, Estonia, Hungary, Latvia, Lithuania, Poland, Romania, Russian Federation, Slovakia, Slovenia, Ukraine
- **Europe Annex II & M&T:** Austria, Belgium, Denmark, Finland, France, Germany, Greece, Iceland, Ireland, Italy, Liechtenstein, Luxembourg, Netherlands, Norway, Portugal, Spain, Sweden, Switzerland, United Kingdom; Monaco and Turkey
- **JANZ:** Japan, Australia, New Zealand.
- **Middle East:** Bahrain, Islamic Republic of Iran, Israel, Jordan, Kuwait, Lebanon, Oman, Qatar, Saudi Arabia, Syria, United Arab Emirates, Yemen
- **Latin America & the Caribbean:** Antigua & Barbuda, Argentina, Bahamas, Barbados, Belize, Bolivia, Brazil, Chile, Colombia, Costa Rica, Cuba, Dominica, Dominican Republic, Ecuador, El Salvador, Grenada, Guatemala, Guyana, Haiti, Honduras, Jamaica, Mexico, Nicaragua, Panama, Paraguay, Peru, Saint Lucia, St. Kitts-Nevis-Anguilla, St. Vincent-Grenadines, Suriname, Trinidad and Tobago, Uruguay, Venezuela
- **Non-Annex I East Asia:** Cambodia, China, Korea (DPR), Laos (PDR), Mongolia, Republic of Korea, Viet Nam.
- **South Asia:** Afghanistan, Bangladesh, Bhutan, Comoros, Cook Islands, Fiji, India, Indonesia, Kiribati, Malaysia, Maldives, Marshall Islands, Micronesia, (Federated States of), Myanmar, Nauru, Niue, Nepal, Pakistan, Palau, Papua New Guinea, Philippine, Samoa, Singapore, Solomon Islands, Sri Lanka, Thailand, Timor-Leste, Tonga, Tuvalu, Vanuatu
- **North America:** Canada, United States of America.
- **Other non-Annex I:** Albania, Armenia, Azerbaijan, Bosnia Herzegovina, Cyprus, Georgia, Kazakhstan, Kyrgyzstan, Malta, Moldova, San Marino, Serbia, Tajikistan, Turkmenistan, Uzbekistan, Republic of Macedonia
- **Africa:** Algeria, Angola, Benin, Burkina Faso, Burundi, Cameroon, Cape Verde, Central African Republic, Chad, Congo, Democratic Republic of Congo, Côte d'Ivoire, Djibouti, Egypt, Equatorial Guinea, Eritrea, Ethiopia, Gabon, Gambia, Ghana, Guinea, Guinea-Bissau, Kenya, Lesotho, Liberia, Libya, Madagascar, Malawi, Mali, Mauritania, Mauritius, Morocco, Mozambique, Namibia, Niger, Nigeria, Rwanda, Sao Tome and Principe, Senegal, Seychelles, Sierra Leone, South Africa, Sudan, Swaziland, Togo, Tunisia, Uganda, United Republic of Tanzania, Zambia, Zimbabwe.



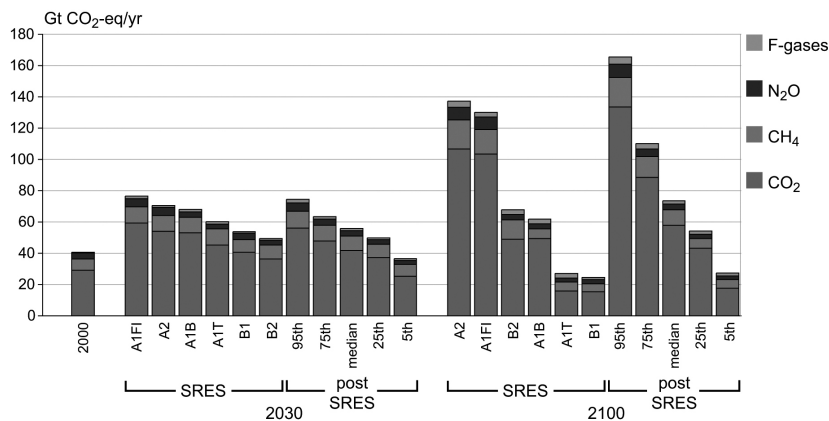


Figure TS.5: Global GHG emissions for 2000 and projected baseline emissions for 2030 and 2100 from IPCC SRES and the post-SRES literature. The figure provides the emissions from the six illustrative SRES scenarios. It also provides the frequency distribution of the emissions in the post-SRES scenarios (5th, 25th, median, 75th, 95th percentile), as covered in Chapter 3. F-gases cover HFCs, PFCs and SF₆ [Figure 1.7].

The first addition to the treaty, the Kyoto Protocol, was adopted in 1997 and entered into force in February 2005. As of February 2007, 168 states and the European Economic Community have ratified the Protocol. Under Article 3.1 of the Kyoto Protocol, Annex I Parties in aggregate agreed to reduce their overall GHG emissions to at least 5% below 1990 levels. The entry into force of the Kyoto Protocol marks a first, though modest, step towards achieving the ultimate objective of the UFGCC to avoid dangerous anthropogenic interference with the climate system. Its full implementation by all the Protocol signatories, however, would still be far from reversing overall global GHG-emission trends. The strengths of the Kyoto Protocol are its provision for market mechanisms such as GHG-emission trading and its institutional architecture. One weakness of the Protocol, however, is its non-ratification by some significant GHG emitters. A new Ad Hoc Working Group (AWG) on the Commitments of Annex I Countries under the Kyoto Protocol beyond 2012 was set up at CMP1, and agreed at CMP2 that the second review of Article 9 of the Kyoto Protocol will take place in 2008.

There are also voluntary international initiatives to develop and implement new technologies to reduce GHG emissions. These include: the Carbon Sequestration Leadership Forum (promoting CO₂ capture and storage); the Hydrogen partnership; the Methane to Markets Partnership, and the Asia-Pacific Partnership for Clean Development and Climate (2005), which includes Australia, USA, Japan, China, India and South-Korea. Climate change has also become an important growing concern of the G8 since its meeting in Gleneagles, Scotland in 2005. At that meeting, a plan of action was developed which tasked the International Energy Agency, the World Bank and the Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership with supporting their efforts. Additionally, Gleneagles created a Clean Energy, Climate Change and Sustainable Development Dialogue process for the largest emitters. The International Energy Agency (IEA) and the World Bank were charged with advising that dialogue process [1.4].

Article 2 of the Convention and mitigation

Article 2 of the UNFCCC requires that dangerous interference with the climate system be prevented and hence the stabilization of atmospheric GHG concentrations at levels and within a time frame that would achieve this objective. The criteria in Article 2 that specify (risks of) dangerous anthropogenic climate change include: food security, protection of ecosystems and sustainable economic development. Implementing Article 2 implies dealing with a number of complex issues:

What level of climate change is dangerous?

Decisions made in relation to Article 2 would determine the level of climate change that is set as the goal for policy, and have fundamental implications for emission-reduction pathways as well as the scale of adaptation required. Choosing a stabilization level implies balancing the risks of climate change (from gradual change and extreme events, and irreversible change of the climate, including those to food security, ecosystems and sustainable development) against the risks of response measures that may threaten economic sustainability. Although any judgment on 'dangerous interference' is necessarily a social and political one, depending on the level of risk deemed acceptable, large emission reductions are unavoidable if stabilization is to be achieved. The lower the stabilization level, the earlier these large reductions have to be realized (*high agreement, much evidence*) [1.2].

Sustainable development:

Projected anthropogenic climate change appears likely to adversely affect sustainable development, with the effects tending to increase with higher GHG concentrations (WGII AR4, Chapter 19). Properly designed climate change responses can be an integral part of sustainable development and the two can be mutually reinforcing. Mitigation of climate change can conserve or enhance natural capital (ecosystems, the environment as sources and sinks for economic activities) and prevent or avoid damage to human systems and, thereby contribute to the overall productivity of capital needed for socio-economic development, including mitigative and adaptive capacity. In turn, sustainable development paths can reduce vulnerability to climate change and reduce GHG emissions (*medium agreement, much evidence*) [1.2].

Distributional issues:

Climate change is subject to a very asymmetric distribution of present emissions and future impacts and vulnerabilities. Equity can be elaborated in terms of distributing the costs of mitigation or adaptation, distributing future emission rights and ensuring institutional and procedural fairness. Because the industrialized nations are the source of most past and current GHG emissions and have the technical and financial capability to act, the Convention places the heaviest burden for the first steps in mitigating climate change on them. This is enshrined in the principle of 'common but differentiated responsibilities' (*high agreement, much evidence*) [1.2].

Timing:

Due to the inertia of both climate and socio-economic systems, the benefits of mitigation actions initiated now may result in significant avoided climate change only after several decades. This means that mitigation actions need to start in the short term in order to have medium- and longer-term benefits and to avoid lock-in of carbon-intensive technologies (*high agreement, much evidence*) [1.2].

Mitigation and adaptation:

Adaptation and mitigation are two types of policy response to climate change, which can be complementary, substitutable or independent of each other. Irrespective of the scale of mitigation measures, adaptation measures will be required anyway, due to the inertia in the climate system. Over the next 20 years or so, even the most aggressive climate policy can do little to avoid warming already 'loaded' into the climate system. The benefits of avoided climate change will only accrue beyond that time. Over longer time frames, beyond the next few decades, mitigation investments have a greater potential to avoid climate change damage and this potential is larger than the adaptation options that can currently be envisaged (*medium agreement, medium evidence*) [1.2].

Risk and uncertainty:

An important aspect in the implementation of Article 2 is the uncertainty involved in assessing the risk and severity of climate change impacts and evaluating the level of mitigation action (and its costs) needed to reduce the risk. Given this uncertainty, decision-making on the implementation of Article 2 would benefit from the incorporation of riskmanagement principles. A precautionary and anticipatory risk-management approach would incorporate adaptation and preventive mitigation measures based on the costs and benefits of avoided climate change damage, taking into account the (small) chance of worst-case outcomes (*medium agreement, medium evidence*) [1.2].

2 Framing issues**Climate change mitigation and sustainable development**

There is a two-way relationship between climate change and development. On the one hand vulnerability to climate change is framed and strongly influenced by development patterns and income levels. Decisions about technology, investment, trade, poverty, community rights, social policies or governance, which may seem unrelated to climate policy, may have profound impacts on emissions, the extent of mitigation required, and the cost and benefits that result [2.2.3].

On the other hand, climate change itself, and adaptation and mitigation policies could have significant positive impacts on development in the sense that development can be made more sustainable. This leads to the notion that climate change policies can be considered 1) in their own right ('climate first'); or 2) as an integral element of sustainable development policies ('development first'). Framing the debate as a sustainable development problem rather than a solely environmental one may better address the needs of countries, while acknowledging that the driving forces for emissions are linked to the underlying development path [2.2.3].

Development paths evolve as a result of economic and social transactions, which are influenced by government policies, private sector initiatives and by the preferences and choices of consumers. These include a broad number of policies related to nature conservation, legal frameworks, property rights, rule of law, taxes and regulation, production, security and safety of food, consumption patterns, human and institutional capacity building efforts, R&D, financial schemes, technology transfer, energy efficiency and energy options. These policies do not usually emerge and become implemented as part of a general development policy package, but are normally targeted towards more specific policy goals like air-pollution standards, food security and health issues, GHG-emission reduction, income generation by

specific groups, or development of industries for green technologies. However, significant impacts can arise from such policies on sustainability and greenhouse mitigation and the outcomes of adaptation. The strong relationship between mitigation of climate change and development applies in both developed and developing countries. Chapter 12 and to some extent Chapters 4–11 address these issues in more detail [2.2.5; 2.2.7].

Emerging literature has identified methodological approaches to identify, characterize and analyze the interactions between sustainable development and climate change responses. Several authors have suggested that sustainable development can be addressed as a framework for jointly assessing social, human, environmental and economic dimensions. One way to address these dimensions is to use a number of economic, environmental, human and social indicators to assess the impacts of policies on sustainable development, including both quantitative and qualitative measurement standards (*high agreement, limited evidence*) [2.2.4].

Decision-making, risk and uncertainty

Mitigation policies are developed in response to concerns about the risk of climate change impacts. However, deciding on a proper reaction to these concerns means dealing with uncertainties. Risk refers to cases for which the probability of outcomes and its consequences can be ascertained through well-established theories with reliable, complete data, while uncertainty refers to situations in which the appropriate data may be fragmentary or unavailable. Causes of uncertainty include insufficient or contradictory evidence as well as human behaviour. The human dimensions of uncertainty, especially coordination and strategic behaviour issues, constitute a major part of the uncertainties related to climate change mitigation (*high agreement, much evidence*) [2.3.3; 2.3.4].

Decision-support analysis can assist decision makers, especially if there is no optimum policy that everybody can agree on. For this, a number of analytical approaches are available, each with their own strengths and weaknesses, which help to keep the information content of the climate change problem within the cognitive limits of the large number of decision makers and support a more informed and effective dialogue among the many parties involved. There are, however, significant problems in identifying, measuring and quantifying the many variables that are important inputs to any decision support analysis framework – particularly impacts on natural systems and human health that do not have a market value, and for which all approaches are simplifications of the reality (*high agreement, much evidence*) [2.3.7].

When many decision makers with different value systems are involved in a decision, it is helpful to be as clear as possible about the value judgments underpinning any analytic outcomes they are expected to draw on. This can be particularly difficult and subtle where analysis aims to illuminate choices associated with high levels of uncertainty and risk (*medium agreement, medium evidence*) [2.3.2; 2.3.7].

Integrated assessments can inform decision makers of the relationship between geophysical climate change, climate impact predictions, adaptation potentials and the costs of emission reductions and the benefits of avoided climate change damage. These assessments have frameworks to deal with incomplete or imprecise data.

To communicate the uncertainties involved, this report uses the terms in Table TS.1 to describe the relative levels of expert agreement on the respective statements in the

	High agreement, limited evidence	High agreement, medium evidence	High agreement, much evidence
	Medium agreement, limited evidence	Medium agreement, medium evidence	Medium agreement, much evidence
	Low agreement, limited evidence	Low agreement, medium evidence	Low agreement, much evidence

Note: This table is based on two dimensions of uncertainty: the amount of evidence⁵ and the level of agreement. The amount of evidence available about a given technology is assessed by examining the number and quality of independent sources of information. The level of agreement expresses the subjective probability of the results being in a certain realm.

light of the underlying literature (in rows) and the number and quality of independent sources qualifying under IPCC rules⁴ upon which a finding is based (in columns). The other approaches of ‘likelihood’ and ‘confidence’ are not used in this report as human choices are concerned, and none of the other approaches used provides sufficient characterization of the uncertainties involved in mitigation (*high agreement, much evidence*) [2.4].

Costs, benefits, concepts including private and social cost perspectives and relationships with other decision-making frameworks

There are different ways of defining the potential for mitigation and it is therefore important to specify what potential is meant. ‘Potential’ is used to express the degree of GHG reduction that can be achieved by a mitigation option with a given cost per tonne of carbon avoided over a given period, compared with a baseline or reference case. The measure is usually expressed as million tonnes carbon- or CO₂-equivalent emissions avoided compared with baseline emissions [2.4.3].

Market potential is the mitigation potential based on private costs and private discount rates⁶, which might be expected to occur under forecast market conditions, including policies and measures currently in place, noting that barriers limit actual uptake.

Economic potential is the amount of GHG mitigation, which takes into account social costs and benefits and social discount rates⁷ assuming that market efficiency is improved by policies and measures and barriers are removed. However, current bottom-up and top-

⁴ IPCC rules permit the use of both peer-reviewed literature and non-peer-reviewed literature that the authors deem to be of equivalent quality.

⁵ ‘Evidence’ in this report is defined as: Information or signs indicating whether a belief or proposition is true or valid. See Glossary

⁶ Private costs and discount rates reflect the perspective of private consumers and companies; see Glossary for a fuller description.

⁷ Social costs and discount rates reflect the perspective of society. Social discount rates are lower than those used by private investors; see Glossary for a fuller description.

down studies of economic potential have limitations in considering life-style choices and in including all externalities such as local air pollution.

Technical potential is the amount by which it is possible to reduce GHG emissions by implementing a technology or practice that has already been demonstrated. There is no specific reference to costs here, only to ‘practical constraints’, although implicit economic considerations are taken into account in some cases. (*high agreement, much evidence*) [2.4.3].

Studies of market potential can be used to inform policy makers about mitigation potential with existing policies and barriers, while studies of economic potentials show what might be achieved if appropriate new and additional policies were put into place to remove barriers and include social costs and benefits. The economic potential is therefore generally greater than the market potential.

Mitigation potential is estimated using different types of approaches. There are two broad classes – “bottom-up” and “top-down” approaches, which primarily have been used to assess the economic potential:

- **Bottom-up studies** are based on assessment of mitigation options, emphasizing specific technologies and regulations. They are typically sectoral studies taking the macro-economy as unchanged. Sector estimates have been aggregated, as in the TAR, to provide an estimate of global mitigation potential for this assessment.

- **Top-down studies** assess the economy-wide potential of mitigation options. They use globally consistent frameworks and aggregated information about mitigation options and capture macro-economic and market feedbacks.

Bottom-up studies in particular are useful for the assessment of specific policy options at sectoral level, e.g. options for improving energy efficiency, while top-down studies are useful for assessing cross-sectoral and economy-wide climate change policies, such as carbon taxes and stabilization policies. Bottomup and top-down models have become more similar since the TAR as top-down models have incorporated more technological mitigation options (see Chapter 11) and bottom-up models have incorporated more macroeconomic and market feedbacks as well as adopting barrier analysis into their model structures.

Mitigation and adaptation relationships; capacities and policies

Climate change mitigation and adaptation have some common elements, they may be complementary, substitutable, independent or competitive in dealing with climate change, and also have very different characteristics and timescales [2.5].

Both adaptation and mitigation make demands on the capacity of societies, which are intimately connected to social and economic development. The responses to climate change depend on exposure to climate risk, society’s natural and manmade capital assets, human capital and institutions as well as income. Together these will define a society’s adaptive and mitigative capacities. Policies that support development and those that enhance its adaptive and mitigative capacities may, but need not, have much in common. Policies may be chosen to have synergetic impacts on the natural system and the socio-economic system but difficult trade-offs may sometimes have to be made. Key factors that determine the capacity of individual stakeholders and societies to implement climate change mitigation

and adaptation include: access to resources; markets; finance; information, and a number of governance issues (*medium agreement, limited evidence*) [2.5.2].

Distributional and equity aspects

Decisions on climate change have large implications for local, national, inter-regional and intergenerational equity, and the application of different equity approaches has major implications for policy recommendations as well as for the distribution of the costs and benefits of climate policies [2.6].

Different approaches to social justice can be applied to the evaluation of the equity consequences of climate change policies. As the IPCC Third Assessment Report (TAR) suggested, given strong subjective preferences for certain equity principles among different stakeholders, it is more effective to look for practical approaches that combine equity principles. Equity approaches vary from traditional economic approaches to rights based approaches. An economic approach would be to assess welfare losses and gains to different groups and the society at large, while a rights-based approach would focus on rights, for example, in terms of emissions per capita or GDP allowed for all countries, irrespective of the costs of mitigation or the mitigative capacity. The literature also includes a capability approach that puts the emphasis on opportunities and freedom, which in terms of climate policy can be interpreted as the capacity to mitigate or to adapt or to avoid being vulnerable to climate change (*medium agreement, medium evidence*) [2.6.3].

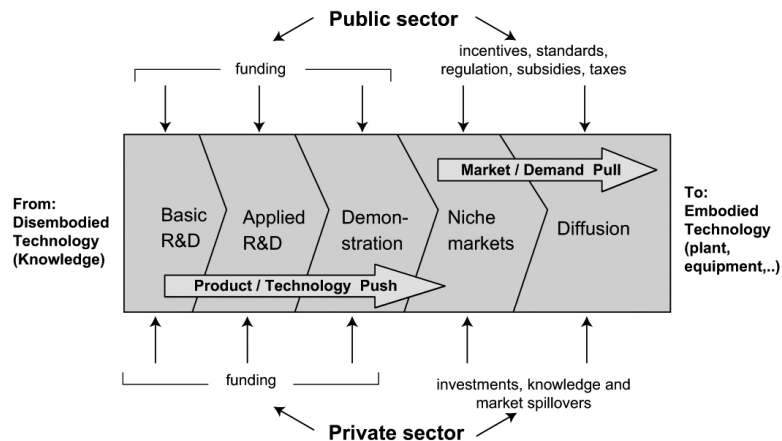


Figure TS.6: The technology development cycle and its main driving forces [Figure 2.3].

Note: important overlaps and feedbacks exist between the stylized technology life-cycle phases illustrated here. The figure therefore does not suggest a 'linear' model of innovation. It is important to recognize the need for finer terminological distinction of 'technology', particularly when discussing different mitigation and adaptation options.

Technology research, development, deployment, diffusion and transfer

The pace and cost of any response to climate change concerns will also depend critically on the cost, performance, and availability of technologies that can lower emissions in the future, although other factors such as growth in wealth and population are also highly important [2.7].

Technology simultaneously influences the size of the climate change problem and the cost of its solution. Technology is the broad set of competences and tools covering know-how, experience and equipment, used by humans to produce services and transform resources. The principal role of technology in mitigating GHG emissions is in controlling the social cost of limiting the emissions. Many studies show the significant economic value of the improvements in emission-mitigating technologies that are currently in use and the development and deployment of advanced emission-mitigation technologies (*high agreement, much evidence*) [2.7.1].

A broad portfolio of technologies can be expected to play a role in meeting the goal of the UNFCCC and managing the risk of climate change, because of the need for large emission reductions, the large variation in national circumstances and the uncertainty about the performance of individual options. Climate policies are not the only determinant of technological change. However, a review of future scenarios (see Chapter 3) indicates that the overall rate of change of technologies in the absence of climate policies might be as large as, if not larger than, the influence of the climate policies themselves (*high agreement, much evidence*) [2.7.1].

Technological change is particularly important over the long-term time scales characteristic of climate change. Decade or century-long time scales are typical for the lags involved between technological innovation and widespread diffusion and of the capital turnover rates characteristic of long-lived energy capital stock and infrastructures.

Many approaches are used to split up the process of technological change into distinct phases. One is to consider technological change as roughly a two-part process: 1) conceiving, creating and developing new technologies or enhancing existing technologies – advancing the ‘technological frontier’; 2) the diffusion or deployment of these technologies. Our understanding of technology and its role in addressing climate change is improving continuously. The processes by which technologies are created, developed, deployed and eventually replaced, however, are complex (see Figure TS.6) and no simple descriptions of these processes exist. Technology development and deployment is characterized by two public goods problems. First, the level of R&D is sub-optimal because private decision-makers cannot capture the full value of private investments. Second, there is a classical environmental externality problem, in that private markets do not reflect the full costs of climate change (*high agreement, much evidence*) [2.7.2].

Three important sources of technological change are R&D, learning and spill-overs.

- R & D encompasses a broad set of activities in which firms, governments or other entities expend resources specifically to gain new knowledge that can be embodied in new or improved technology.
- Learning is the aggregate outcome of complex underlying sources of technology advance that frequently include important contributions from R&D, spill-overs and economies of scale.

- Spill-overs refer to the transfer of the knowledge or the economic benefits of innovation from one individual, firm, industry or other entity, or from one technology to another.

On the whole, empirical and theoretical evidence strongly suggest that all three of these play important roles in technological advance, and there is no compelling reason to believe that one is broadly more important than the others. As spill-overs from other sectors have had an enormous effect on innovation in the energy sector, a robust and broad technological base may be as important for the development of technologies pertinent to climate change as explicit climate change or energy research. A broad portfolio of research is needed, because it is not possible to identify winners and losers ex-ante. The sources of technological change are frequently subsumed under the general drivers 'supply push' (e.g., via R&D) or 'demand pull' (e.g., via learning). These are, however, not simply substitutes, but may have highly complementary interactions (*high agreement, much evidence*) [2.7.2].

On technology transfer, the main findings of the IPCC Special Report on Methodological and Technological Issues of Technology Transfer (2000) remain valid: that a suitable enabling environment needs to be created in host and recipient countries (*high agreement, much evidence*) [2.7.3].

Regional Dimensions

Climate change studies have used various different regional definitions, depending on the character of the problem considered and differences in methodological approaches. The multitude of possible regional representations hinders the comparability and transfer of information between the various types of studies done for specific regions and scales. This report largely has chosen a pragmatic ways of analysing regional information and presenting findings [2.8].

3 Issues related to mitigation in the long-term context

Baseline scenario drivers

Population projections are now generally lower than in the IPCC Special Report on Emission Scenarios (SRES), based on new data indicating that birth rates in many parts of the world have fallen sharply. So far, these new population projections have not been implemented in many of the new emissions scenarios in the literature. The studies that have incorporated them result in more or less the same overall emissions levels, due to changes in other driving factors such as economic growth (*high agreement, much evidence*) [3.2.1].

Economic growth perspectives have not changed much. There is a considerable overlap in the GDP numbers published, with a slight downwards shift of the median of the new scenarios by about 7% compared with the median in the pre-SRES scenario literature. The data suggest no appreciable change in the distribution of GDP projections. Economic growth projections for Africa, Latin America and the Middle East are lower than in the SRES scenarios (*high agreement, much evidence*) [3.2.1].

Baseline scenario emissions (all gases and sectors)

The resulting span of energy-related and industrial CO₂ emissions in 2100 across baseline scenarios in the post-SRES literature is very large, ranging from 17 to around 135 GtCO₂-eq (4.6-36.8 GtC)⁸, about the same as the SRES range (Figure TS.7). Different reasons may

contribute to the fact that emissions have not declined despite somewhat lower projections for population and GDP. All other factors being equal, lower population projections would result in lower emissions. In the scenarios that use lower projections, however, changes in other drivers of emissions have partly offset the consequences of lower populations. Few studies incorporated lower population projections, but where they did, they showed that lower population is offset by higher rates of economic growth, and/or a shift toward a more carbon-intensive energy system, such as a shift to coal because of increasing oil and gas prices. The majority of scenarios indicate an increase in emissions during most of the century. However, there are some baseline (reference) scenarios both in the new and older literature where emissions peak and then decline (*high agreement, much evidence*) [3.2.2].

Baseline land-related GHG emissions are projected to increase with growing cropland requirements, but at a slower rate than energy-related emissions. As far as CO₂ emissions from land-use change (mostly deforestation) are concerned, post-SRES scenarios show a similar trend to SRES scenarios: a slow decline, possibly leading to zero net emissions by the end of the century.

Emissions of non-CO₂ GHGs as a group (mostly from agriculture) are projected to increase, but somewhat less rapidly than CO₂ emissions, because the most important sources of CH₄ and N₂O are agricultural activities, and agriculture is growing less than energy use. Emission projections from the recent literature are similar to SRES. Recent non-CO₂ GHG emission baseline scenarios suggest that agricultural CH₄ and N₂O emissions will increase until the end of this century, potentially doubling in some baselines. While the emissions of some fluorinated compounds are projected to decrease, many are expected to grow substantially because of the rapid growth rate of some emitting industries and the replacement of ODS with HFCs (*high agreement, medium evidence*) [3.2.2].

Noticeable changes have occurred in projections of the emissions of the aerosol precursors SO₂ and NO_x since SRES. Recent literature shows a slower short-term growth of these emissions than SRES. As a consequence also the long-term ranges of both emissions sources are lower in the recent literature. Recent scenarios project sulphur emissions to peak earlier and at lower levels than in SRES. A small number of new scenarios have begun to explore emission pathways for black and organic carbon (*high agreement, medium evidence*) [3.2.2].

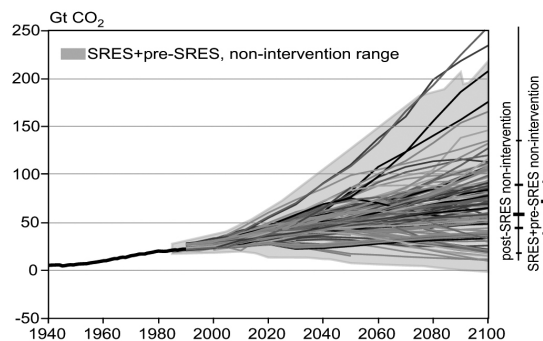


Figure TS.7: Comparison of the SRES and pre-SRES energy-related and industrial CO₂ emission scenarios in the literature with the post-SRES scenarios [Figure 3.8].

Note: Two vertical bars on the right extend from the minimum to maximum of the distribution of scenarios and indicate the 5th, 25th, 50th, 75th and the 95th percentiles of the distributions by 2100

⁸ This is the 5th to 95th percentile of the full distribution

In general, the comparison of SRES and new scenarios in the literature shows that the ranges of the main driving forces and emissions have not changed very much.

GDP metrics

For long-term scenarios, economic growth is usually reported in the form of growth in GDP or gross national product (GNP). To get a meaningful comparison of the real size of economic activities over time and between countries, GDP is reported in constant prices taken from a base year.

The choice of the conversion factor, Market Exchange Rate (MER) or Purchasing Power Parity (PPP), depends on the type of analysis being undertaken. However, when it comes to calculating emissions (or other physical measures like energy), the choice between MER and PPP-based representations of GDP should not matter, since emission intensity will change (in a compensating manner) when the GDP numbers change. Thus, if a consistent set of metrics is employed, the choice of metric should not appreciably affect the final emission level. A number of new studies in the literature concur that the actual choice of exchange rates does not itself have an appreciable effect on long-term emission projections. In the case of SRES, the emissions trajectories are the same whether economic activities in the four scenario families are measured in MER or PPP.

There are studies that find some differences in emission levels between PPP and MER-based estimates. These results depend critically on convergence assumptions, among other things. In some of the short-term scenarios (with a horizon to 2030) a bottom-up approach is taken where assumptions about productivity growth and investment/saving decisions are the main drivers of growth in the models. In long-term scenarios, a top-down approach is more commonly used where the actual growth rates are more directly prescribed on the basis of convergence or other assumptions about long-term growth potentials. Different results can also be due to inconsistencies in adjusting the metrics of energy efficiency improvement when moving from MER to PPP-based calculations.

Evidence from the limited number of new PPP-based studies indicates that the choice of metric for GDP (MER or PPP) does not appreciably affect the projected emissions, when the metrics are used consistently. The differences, if any, are small compared with the uncertainties caused by assumptions on other parameters, for example, technological change. The debate clearly shows, however, the need for modellers to be more transparent in explaining conversion factors as well as taking care in making assumptions on exogenous factors (*high agreement, much evidence*) [3.2.1].

Stabilization scenarios

A commonly used target in the literature is stabilization of CO₂ concentrations in the atmosphere. If more than one GHG is studied, a useful alternative is to formulate a GHG-concentration target in terms of CO₂-equivalent concentration or radiative forcing, thereby weighting the concentrations of the different gases by their radiative properties. Another option is to stabilize or target global mean temperature. The advantage of radiative-forcing targets over temperature targets is that the calculation of radiative forcing does not depend on climate sensitivity. The disadvantage is that a wide range of temperature impacts is possible for each radiative-forcing level. Temperature targets, on the other hand, have the important advantage of being more directly linked to climate change impacts.

Another approach is to calculate the risks or the probability of exceeding particular values of global annual mean temperature rise since pre-industrial times for specific stabilization or radiative forcing targets.

There is a clear and strong correlation between the CO₂-equivalent concentrations (or radiative forcing) and the CO₂-only concentrations by 2100 in the published studies, because CO₂ is the most important contributor to radiative forcing. Based on this relationship, to facilitate scenario comparison and assessment, stabilization scenarios (both multi-gas and CO₂-only studies) have been grouped into different categories that vary in the stringency of the targets (Table TS.2).

Essentially, any specific concentration or radiative-forcing target requires emissions to fall to very low levels as the removal processes of the ocean and terrestrial systems saturate. Higher stabilization targets do push back the timing of this ultimate result beyond 2100. However, to reach a given stabilization target, emissions must ultimately be reduced well below current levels. For achievement of the stabilization categories I and II, negative net emissions are required towards the end of the century in many scenarios considered (Figure TS. 8) (*high agreement, much evidence*) [3.3.5].

The timing of emission reductions depends on the stringency of the stabilization target. Stringent targets require an earlier peak in CO₂ emissions (see Figure TS.8). In the majority of the scenarios in the most stringent stabilization category (I), emissions are required to decline before 2015 and be further reduced to less than 50% of today's emissions by 2050. For category III, global emissions in the scenarios generally peak around 2010–2030, followed by a return to 2000 levels on average around 2040. For category IV, the median emissions peak around 2040 (Figure TS.9) (*high agreement, much evidence*).

Category	Additional radiative forcing (W/m ²)	CO ₂ concentration (ppm)	CO ₂ -eq concentration (ppm)	Global mean temperature increase above pre-industrial at equilibrium, using "best estimate" climate sensitivity ^{a), b)} (°C)	Peaking year for CO ₂ emissions ^{c)}	Change in global CO ₂ emissions in 2050 (% of 2000 emissions) ^{c)}	No. of assessed scenarios
I	2.5-3.0	350-400	445-490	2.0-2.4	2000 - 2015	-85 to -50	6
II	3.0-3.5	400-440	490-535	2.4-2.8	2000 - 2020	-60 to -30	18
III	3.5-4.0	440-485	535-590	2.8-3.2	2010 - 2030	-30 to +5	21
IV	4.0-5.0	485-570	590-710	3.2-4.0	2020 - 2060	+10 to +60	118
V	5.0-6.0	570-660	710-855	4.0-4.9	2050 - 2080	+25 to +85	9
VI	6.0-7.5	660-790	855-1130	4.9-6.1	2060 - 2090	+90 to +140	5
Total							177

Table TS.2: Classification of recent (Post-Third Assessment Report) stabilization scenarios according to different stabilization targets and alternative stabilization metrics [Table 3.5].

Notes:

a) Note that global mean temperature at equilibrium is different from expected global mean temperatures in 2100 due to the inertia of the climate system.

b) The simple relationships $T_{eq} = T_{2xCO_2} \times \ln((CO_2/278)/\ln(2))$ and $\Delta Q = 5.35 \times \ln((CO_2/278))$ are used. Non-linearities in the feedbacks (including e.g., ice cover and carbon cycle) may cause time dependence of the effective climate sensitivity, as well as leading to larger uncertainties for greater warming levels. The best-estimate climate sensitivity (3 °C) refers to the most likely value, that is, the mode of the climate sensitivity PDF consistent with the WGI assessment of climate sensitivity and drawn from additional consideration of Box 10.2, Figure 2, in the WGI AR4.

c) Ranges correspond to the 15th to 85th percentile of the Post-Third Assessment Report (TAR) scenario distribution. CO₂ emissions are shown, so multi-gas scenarios can be compared with CO₂-only scenarios.

Note that the classification needs to be used with care. Each category includes a range of studies going from the upper to the lower boundary. The classification of studies was done on the basis of the reported targets (thus including modelling uncertainties). In addition, the relationship that was used to relate different stabilization metrics is also subject to uncertainty (see Figure 3.16).

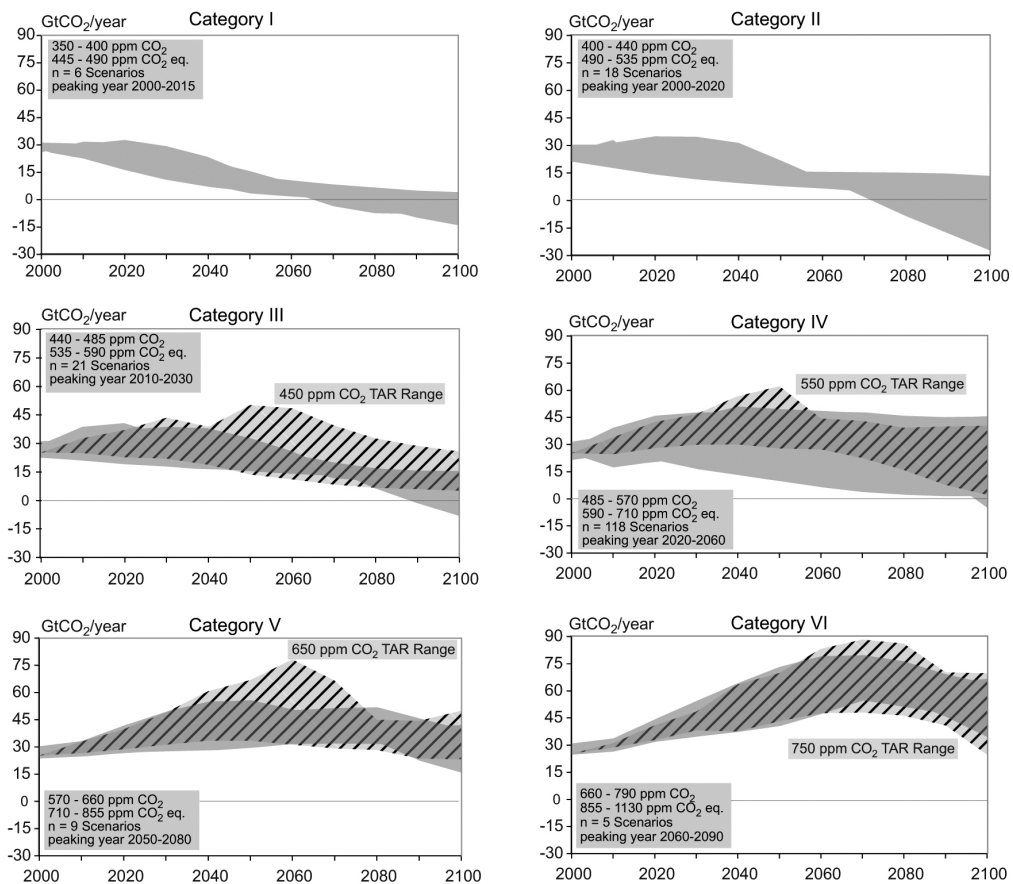


Figure TS.8: Emission pathways of mitigation scenarios for alternative categories of stabilization targets (Category I to VI as defined in the box in each panel). Lightbrown shaded areas give the CO₂ emissions for the recent mitigation scenarios developed post-TAR. Green shaded and hatched areas depict the range of more than 80 TAR stabilization scenarios (Morita et al., 2001). Category I and II scenarios explore stabilization targets below the lowest of TAR. Base year emissions may differ between models due to differences in sector and industry coverage. To reach the lower stabilization levels some scenarios deploy removal of CO₂ from the atmosphere (negative emissions) using technologies such as biomass energy production utilizing carbon capture and storage [Figure 3.17].

The costs of stabilization depend on the stabilization target and level, the baseline and the portfolio of technologies considered, as well as the rate of technological change. Global mitigation costs⁹ rise with lower stabilization levels and with higher baseline emissions. Costs in 2050 for multi-gas stabilization at 650 ppm CO₂-eq (cat IV) are between a 2% loss or a one percent increase¹⁰ of GDP in 2050. For 550 ppm CO₂-eq (cat III) these costs are a range of a very small increase to 4% loss of GDP¹¹. For stabilization levels between 445 and 535 ppm CO₂-eq. costs are lower than 5.5% loss of GDP, but the number of studies is limited and they generally use low baselines.

A multi-gas approach and inclusion of carbon sinks generally reduces costs substantially compared with CO₂ emission abatement only. Global average costs of stabilization are

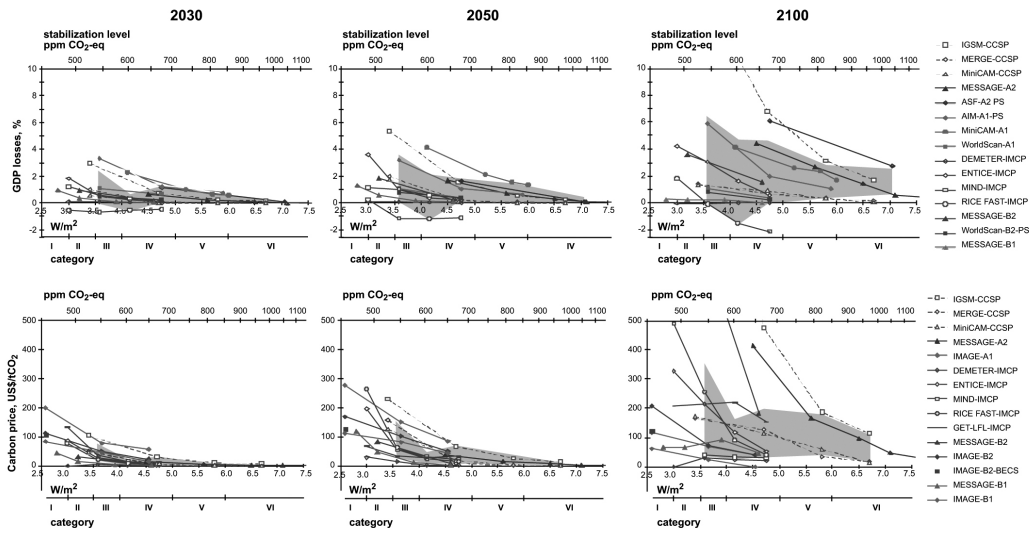


Figure TS.9: Relationship between the cost of mitigation and long-term stabilization targets (radiative forcing compared with pre-industrial level, W/m^2 and CO_2 -eq concentrations) [Figure 3.25].

Notes: Panels give costs measured as percentage loss of GDP (top), and carbon price (bottom). Left-hand panels for 2030, middle panels for 2050 and right-hand panels for 2100. Individual coloured lines denote selected studies with representative cost dynamics from very high to very low cost estimates. Scenarios from models sharing similar baseline assumptions are shown in the same colour. The grey shaded range represents the 80th percentile of TAR and post-TAR scenarios. Solid lines show representative scenarios considering all radiatively active gases. Dashed lines represent multi-gas scenarios where the target is defined by the six Kyoto gases (other multi-gas scenarios consider all radiatively active gases). CO_2 stabilization scenarios are added based on the relationship between CO_2 concentration and the radiativeforcing targets given in Figure 3.16

uncertain, because assumptions on baselines and mitigation options in models vary a lot and have a major impact. For some countries, sectors or shorter time periods, costs could vary considerably from the global and long-term average (*high agreement, much evidence*) [3.3.5].

Recent stabilization studies have found that land-use mitigation options (both non- CO_2 and CO_2) provide costeffective abatement flexibility in achieving 2100 stabilization targets. In some scenarios, increased commercial biomass energy (solid and liquid fuel) is significant in stabilization, providing 5–30% of cumulative abatement and potentially 10–25% of total primary energy over the century, especially as a net negative emissions strategy that combines biomass energy with CO_2 capture and storage.

⁹ Studies on mitigation portfolios and macro-economic costs assessed in this report are based on a global least cost approach, with optimal mitigation portfolios and without allocation of emission allowances to regions. If regions are excluded or non-optimal portfolios are chosen, global costs will go up. The variation in mitigation portfolios and their costs for a given stabilization level is caused by different assumptions, such as on baselines (lower baselines give lower costs), GHGs and mitigation options considered (more gases and mitigation options give lower costs), cost curves for mitigation options and rate of technological change.

¹⁰ The median and the 10th–90th percentile range of the analysed data are given.

¹¹ Loss of GDP of 4% in 2050 is equivalent to a reduction of the annual GDP growth rate of about 0.1 percentage points.



The baseline choice is crucial in determining the nature and cost of stabilization. This influence is due mainly to different assumptions about technological change in the baseline scenarios.

The role of technologies

Virtually all scenarios assume that technological and structural changes occur during this century, leading to relative reduction of emissions compared with the hypothetical case of attempting to 'keep' the emission intensities of GDP and economic structures the same as today (see Chapter 2, Section 2.9.1.3).

Baseline scenarios usually assume significant technological change and diffusion of new and advanced technologies. In mitigation scenarios there is additional technological change 'induced' through various policies and measures. Long-term stabilization scenarios highlight the importance of technology improvements, advanced technologies, learning by doing and endogenous technology change both for achieving the stabilization targets and for cost reduction. While the technology improvement and use of advanced technologies have been introduced in scenarios largely exogenously in most of the literature, new literature covers learning-by-doing and endogenous technological change. These newer scenarios show higher benefits of early action, as models assume that early deployment of technologies leads to benefits of learning and cost reductions (*high agreement, much evidence*) [3.4].

The different scenario categories also reflect different contributions of mitigation measures. However, all stabilization scenarios concur that 60–80% of all reductions would come from the energy and industry sectors. Non-CO₂ gases and landuse would contribute the remaining 30–40% (see for illustrative examples Figure TS. 10). New studies exploring more stringent stabilization levels indicate that a wider portfolio of technologies is needed. Those could include nuclear, carbon capture and storage (CCS) and bio-energy with carbon capture and geologic storage (BECS) (*high agreement, much evidence*) [3.3.5].

Mitigation and adaptation in the light of climate change impacts and decision-making under uncertainties

Concern about key vulnerabilities and notions of what is dangerous climate change will affect decisions about long-term climate change objectives and hence mitigation pathways. Key vulnerabilities traverse different human and natural systems and exist at different levels of temperature change. More stringent stabilization scenarios achieve more stringent climate targets and lower the risk of triggering key vulnerabilities related to climate change. Using the 'best estimate' of climate sensitivity¹², the most stringent scenarios (stabilizing at 445–490 ppm CO₂-eq) could limit global mean temperature increases to 2–2.4°C above pre-industrial, at equilibrium, requiring emissions to peak within 10 years and to be around 50% of current levels by 2050. Scenarios stabilizing at 535–590 ppm CO₂-eq could limit the increase to 2.8–3.2°C above pre-industrial and those at 590–710 CO₂-eq to 3.2–4°C, requiring emissions to peak within the next 25 and 55 years respectively (see Figure TS.11) [3.3, 3.5].

¹² The equilibrium climate sensitivity is a measure of the climate system response to sustained radiative forcing. It is not a projection but is defined as the global average surface warming following a doubling of carbon dioxide concentrations [AR4 WGI SPM].

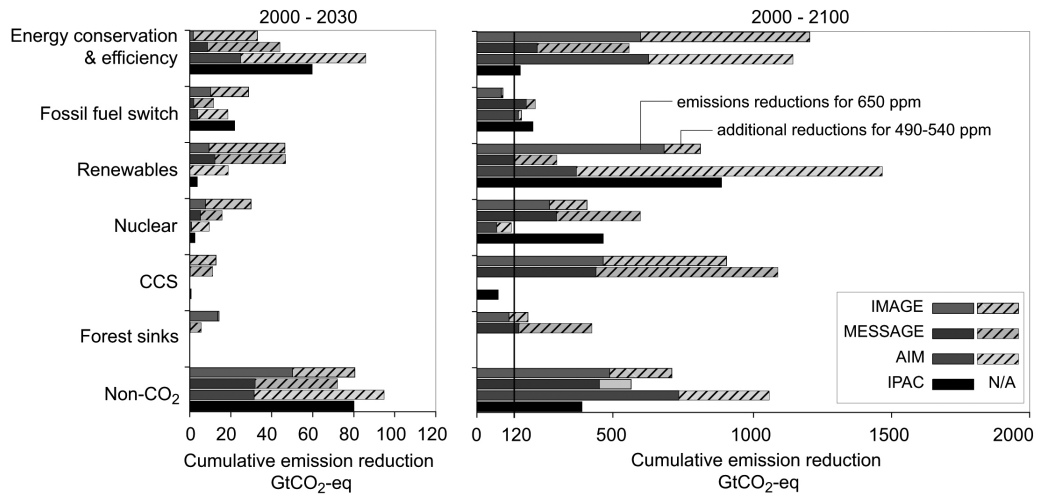


Figure TS.10: Cumulative emission reductions for alternative mitigation measures for 2000–2030 (left-hand panel) and for 2000–2100 (right-hand panel). The figure shows illustrative scenarios from four models (AIM, IMAGE, IPAC and MESSAGE) aiming at the stabilization at low (490–540 ppm CO₂-eq) and intermediate levels (650 ppm CO₂-eq) respectively. Dark bars denote reductions for a target of 650 ppm CO₂-eq and light bars the additional reductions to achieve 490–540 ppm CO₂-eq. Note that some models do not consider mitigation through forest sink enhancement (AIM and IPAC) or CCS (AIM) and that the share of low-carbon energy options in total energy supply is also determined by inclusion of these options in the baseline. CCS includes carbon capture and storage from biomass. Forest sinks include reducing emissions from deforestation [Figure 3.23].

The risk of higher climate sensitivities increases the probability of exceeding any threshold for specific key vulnerabilities. Emission scenarios that lead to temporary overshooting of concentration ceilings can lead to higher rates of climate change over the century and increase the probability of exceeding key vulnerability thresholds. Results from studies exploring the effect of carbon cycle and climate feedbacks indicate that the above-mentioned concentration levels and the associated warming of a given emissions scenario might be an underestimate. With higher climate sensitivity, earlier and more stringent mitigation measures are necessary to reach the same concentration level.

Decision-making about the appropriate level of mitigation is an iterative risk-management process considering investment in mitigation and adaptation, co-benefits of undertaking climate change decisions and the damages due to climate change. It is intertwined with decisions on sustainability, equity and development pathways. Cost-benefit analysis, as one of the available tools, tries to quantify climate change damage in monetary terms (as social cost of carbon (SCC) or timediscounted damage). Due to large uncertainties and difficulties in quantifying non-market damage, it is still difficult to estimate SCC with confidence. Results depend on a large number of normative and empirical assumptions that are not known with any certainty. Limited and early analytical results from integrated analyses of the costs and benefits of mitigation indicate that these are broadly comparable in magnitude, but do not as yet permit an unambiguous determination of an emissions pathway or stabilization level where benefits exceed costs. Integrated assessment of the



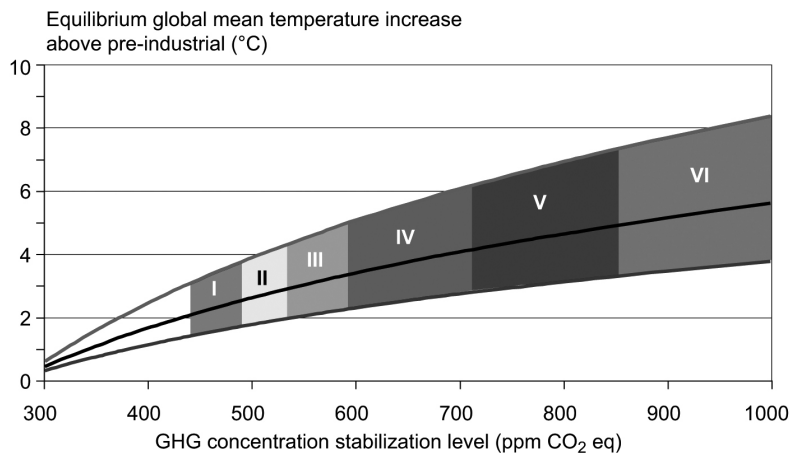


Figure TS.11: Stabilization scenario categories as reported in Figure TS.8 (coloured bands) and their relationship to equilibrium global mean temperature change above pre-industrial temperatures [Figure 3.38].

Notes: Middle (black) line – ‘best estimate’ climate sensitivity of 3°C; upper (red) line – upper bound of likely range of climate sensitivity of 4.5°C; lower (blue) line – lower bound of likely range of climate sensitivity of 2°C. Coloured shading shows the concentration bands for stabilization of GHGs in the atmosphere corresponding to the stabilization scenario categories I to VI as indicated in Table TS.2.

economic costs and benefits of different mitigation pathways shows that the economically optimal timing and level of mitigation depends upon the uncertain shape and character of the assumed climate change damage cost curve.

To illustrate this dependency:

- if the climate change damage cost curve grows slowly and regularly, and there is good foresight (which increases the potential for timely adaptation), later and less stringent mitigation is economically justified;
- alternatively if the damage cost curve increases steeply, or contains non-linearities (e.g. vulnerability thresholds or even small probabilities of catastrophic events), earlier and more stringent mitigation is economically justified (*high agreement, much evidence*) [3.6.1].

Linkages between short term and long term

For any chosen GHG-stabilization target, near-term decisions can be made regarding mitigation opportunities to help maintain a consistent emissions trajectory within a range of long-term stabilization targets. Economy-wide modelling of long-term global stabilization targets can help inform near-term mitigation choices. A compilation of results from short-and long-term models using scenarios with stabilization targets in the 3–5 W/m² range (category II to III), reveals that in 2030, for carbon prices of less than 20 US\$/tCO₂-eq, emission reductions of in the range of 9–18 GtCO₂-eq/yr across all GHGs can be expected. For carbon prices less than 50 US\$/tCO₂-eq this range is 14–23 GtCO₂-eq/yr and for carbon prices less than US\$100/tCO₂-eq it is 17–26 GtCO₂-eq/yr. (*high agreement, much evidence*).

Three important considerations need to be remembered with regard to the reported marginal costs. First, these mitigation scenarios assume complete ‘what’ and ‘where’ flexibility; that is, there is full substitution among GHGs, and reductions take place anywhere in the world as soon as the models begin their analyses. Second, the marginal costs of realizing these levels of mitigation increase in the time horizon beyond 2030. Third, at the economic-sector level, emission-reduction potential for all GHGs varies significantly across the different model scenarios (*high agreement, much evidence*) [3.6.2].

A risk management or ‘hedging’ approach can assist policymakers to advance mitigation decisions in the absence of a longterm target and in the face of large uncertainties related to the cost of mitigation, the efficacy of adaptation and the negative impacts of climate change. The extent and the timing of the desirable hedging strategy will depend on the stakes, the odds and societies’ attitudes to risks, for example, with respect to risks of abrupt change in geophysical systems and other key vulnerabilities. A variety of integrated assessment approaches exist to assess mitigation benefits in the context of policy decisions related to such long-term climate goals. There will be ample opportunity for learning and mid-course corrections as new information becomes available. However, actions in the short term will largely determine long-term global mean temperatures and thus what corresponding climate change impacts can be avoided. Delayed emission reductions lead to investments that lock in more emission-intensive infrastructure and development pathways. This significantly constrains the opportunities to achieve lower stabilization levels and increases the risk of more severe climate change impacts. Hence, analysis of near-term decisions should not be decoupled from analysis that considers long-term climate change outcomes (*high agreement, much evidence*) [3.6; 3.5.2].

4 Energy supply

Status of the sector and development until 2030

Global energy demand continues to grow, but with regional differences. The annual average growth of global primary energy consumption was 1.4 % per year in the 1990–2004 period. This was lower than in the previous two decades due to the economic transition in Eastern Europe, the Caucasus and Central Asia, but energy consumption in that region is now moving upwards again (Figure TS.12) (*high agreement, much evidence*) [4.2.1].

Rapid growth in energy consumption per capita is occurring in many developing countries. Africa is the region with the lowest per capita consumption. Increasing prices of oil and gas compromise energy access, equity and sustainable development of the poorest countries and interfere with reaching povertyreduction targets that, in turn, imply improved access to electricity, modern cooking and heating fuels and transportation (*high agreement, much evidence*) [4.2.4].

Total fossil fuel consumption has increased steadily during the past three decades. Consumption of nuclear energy has continued to grow, though at a slower rate than in the 1980s. Large hydro and geothermal energy are relatively static. Between 1970 and 2004, the share of fossil fuels dropped from 86% to 81%. Wind and solar are growing most rapidly, but from a very low base (Figure TS.13) (*high agreement, much evidence*) [4.2].

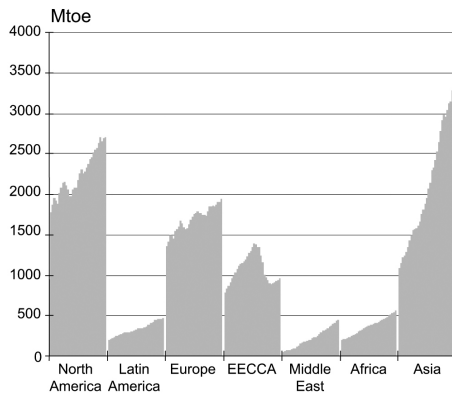


Figure TS.12: Annual primary energy consumption, including traditional biomass, 1971 to 2003 [Figure 4.2].

Note: EECCA = countries of Eastern Europe, the Caucasus and Central Asia. 1000 Mtoe = 42 EJ.

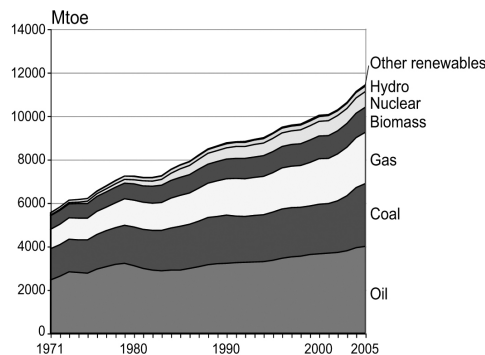


Figure TS.13: World primary energy consumption by fuel type. [Figure 4.5].

Most business-as-usual (BAU) scenarios point to continued growth of world population (although at lower rates than predicted decades ago) and GDP, leading to a significant growth in energy demand. High energy-demand growth rates in Asia (3.2% per year 1990–2004) are projected to continue and to be met mainly by fossil fuels (*high agreement, much evidence*) [4.2].

Absolute fossil fuel scarcity at the global level is not a significant factor in considering climate change mitigation. Conventional oil production will eventually peak, but it is uncertain exactly when and what the repercussions will be. The energy in conventional natural gas is more abundant than in conventional oil but, like oil, is not distributed evenly around the globe. In the future, lack of security of oil and gas supplies for consuming nations may drive a shift to coal, nuclear power and/or renewable energy. There is also a trend towards more efficient and convenient energy carriers (electricity, and liquid and gaseous fuels) instead of solids (*high agreement, much evidence*) [4.3.1].

In all regions of the world, emphasis on security of supply has grown since the Third Assessment Report (TAR). This is coupled with reduced investments in infrastructure, increased global demand, political instability in key areas and the threats of conflict, terrorism and extreme weather events. New energy infrastructure investments in developing countries and upgrades of capacity in developed countries opens a window of opportunity for exploiting the co-benefits of choices in the energy mix in order to lower GHG emissions from what they otherwise would be (*high agreement, much evidence*) [4.2.4; 4.1].

The conundrum for many governments has become how best to meet the ever growing demand for reliable energy services while limiting the economic costs to their constituents, ensuring energy security, reducing dependence on imported energy sources and minimizing emissions of the associated GHGs and other pollutants. Selection of energy-supply systems for each region of the world will depend on their development, existing infrastructure and the local comparative costs of the available energy resources (*high agreement, much evidence*) [4.1].

If fossil fuel prices remain high, demand may decrease temporarily until other hydrocarbon reserves in the form of oil sands, oil shales, coal-to-liquids, gas-to-liquids etc. become commercially viable. Should this happen, emissions will increase further as the carbon intensity increases, unless carbon dioxide capture and storage (CCS) is applied. Due to increased energy security concerns and recent increases in gas prices, there is growing interest in new, more efficient, coal-based power plants. A critical issue for future GHG emissions is how quickly new coal plants are going to be equipped with CCS technology, which will increase the costs of electricity. Whether building 'capture ready' plants is more cost-effective than retrofitting plants or building a new plant integrated with CCS depends on economic and technical assumptions. Continuing high fossil fuel prices may also trigger more nuclear and/or renewable energy, although price volatility will be a disincentive for investors. Concerns about safety, weapons proliferation and waste remain as constraints for nuclear power. Hydrogen may also eventually contribute as an energy carrier with low carbon emissions, dependent on the source of the hydrogen and the successful uptake of CCS for hydrogen production from coal or gas. Renewable energy must either be used in a distributed manner or will need to be concentrated to meet the intensive energy demands of cities and industries, because, unlike fossil fuel sources, the sources of renewable energy are widely distributed with low energy returns per exploited area (*medium agreement, medium evidence*) [4.3].

If energy demand continues to grow along the current trajectory, an improved infrastructure and conversion system will, by 2030, require a total cumulative investment of over US\$₂₀₀₅ 20 trillion (20×10^{12}). For comparison, the total capital investment by the global energy industry is currently around 300 billion US\$ per year (300×10^9) (*medium agreement, medium evidence*) [4.1].

Global and regional emission trends

With the exception of the countries in Eastern Europe, the Caucasus and Central Asia (where emissions declined post-1990 but are now rising again) and Europe (currently stable), carbon emissions have continued to rise. Business-as-usual emissions to 2030 will increase significantly. Without effective policy actions, global CO₂ emissions from fossil fuel combustion are predicted to rise at a minimum of more than 40%, from around 25 GtCO₂-eq/yr (6.6 GtC-eq) in 2000 to 37-53 GtCO₂-eq/yr (10-14 GtC-eq) by 2030 [4.2.3].

In 2004, emissions from power generation and heat supply alone were 12.7 GtCO₂-eq (26% of total emissions) including 2.2 GtCO₂-eq from CH₄. In 2030, according to the World Energy Outlook 2006 baseline, these will have increased to 17.7 GtCO₂-eq. (*high agreement, much evidence*) [4.2.2].

Description and assessment of mitigation technologies and practices, options, potentials and costs in the electricity generation sector

The electricity sector has a significant mitigation potential using a range of technologies (Table TS.3). The economic potential for mitigation of each individual technology is based on what might be a realistic deployment expectation of the various technologies using all efforts, but given practical constraints on rate of uptake, public acceptance, capacity building and commercialization. Competition between options and the influence of end-use energy conservation and efficiency improvement is not included [4.4].

A wide range of energy-supply mitigation options are available and cost effective at carbon prices of <20US\$/tCO₂ including fuel switching and power-plant efficiency improvements, nuclear power and renewable energy systems. CCS will become cost effective at higher carbon prices. Other options still under development include advanced nuclear power,

	Regional groupings	Mitigation potential; total emissions saved in 2030 (GtCO ₂ -eq)	Mitigation potential (%) for specific carbon price ranges (US\$/tCO ₂ -eq avoided)				
			<0	0-20	20-50	50-100	>100
Fuel switch and plant efficiency	OECD ^a	0.39		100			
	EIT ^b	0.04		100			
	Non-OECD	0.64		100			
	World	1.07					
Nuclear	OECD	0.93	50	50			
	EIT	0.23	50	50			
	Non-OECD	0.72	50	50			
	World	1.88					
Hydro	OECD	0.39	85	15			
	EIT	0.00					
	Non-OECD	0.48	25	35	40		
	World	0.87					
Wind	OECD	0.45	35	40	25		
	EIT	0.06	35	45	20		
	Non-OECD	0.42	35	50	15		
	World	0.93					
Bio-energy	OECD	0.20	20	25	40	15	
	EIT	0.07	20	25	40	15	
	Non-OECD	0.95	20	30	45	5	
	World	1.22					
Geothermal	OECD	0.09	35	40	25		
	EIT	0.03	35	45	20		
	Non-OECD	0.31	35	50	15		
	World	0.43					
Solar PV and concentrated solar power	OECD	0.03				20	80
	EIT	0.01				20	80
	Non-OECD	0.21				25	75
	World	0.25					
CCS + coal	OECD	0.28			100		
	EIT	0.01			100		
	Non-OECD	0.20			100		
	World	0.49					
CCS + gas	OECD	0.09				100	
	EIT	0.04				70	
	Non-OECD	0.19			30	100	
	World	0.32					

Table TS.3: Potential GHG emissions avoided by 2030 for selected electricity generation mitigation technologies (in excess of the IEA World Energy Outlook (2004) Reference baseline) employed in isolation with estimated mitigation potential shares spread across each cost range (2006 US\$/tCO₂-eq) [Table 4.19].

Notes:
 a) Organization for Economic Cooperation and Development
 b) Economies in Transition

advanced renewables, second-generation biofuels and, in the longer term, the possible use of hydrogen as an energy carrier (*high agreement, much evidence*) [4.3, 4.4].

Since the estimates in Table TS.3 are for the mitigation potentials of individual options without considering the actual supply mix, they cannot be added. An additional analysis of the supply mix to avoid double counting was therefore carried out.

For this analysis, it was assumed that the capacity of thermal electricity generation capacity would be substituted gradually and new power plants would be built to comply with demand, under the following conditions:

- 1) Switching from coal to gas was assumed for 20% of the coal plants, as this is the cheapest option.
- 2) The replacement of existing fossil fuel plants and the building of new plants up to 2030 to meet increasing power demand was shared between efficient fossil fuel plants, renewables, nuclear and coal and gas-fired plants with CCS. No to their estimated maximum shares in electricity generation in 2030. These shares are based on the literature, taking into account resource availability, relative costs and variability of supply related to intermittency issues in the power grid, and were differentiated according to carbon cost levels. early retirement of plants or stranded assets was assumed.

	Power plant efficiencies by 2030 (based on IEA 2004a) ^a (%)	Existing mix of power generation in 2010 (TWh)	Generation from additional new plant by 2030 (TWh)	Generation from new plant replacing old, existing 2010 plant by 2030 (TWh)	Share of mix of generation of total new and replacement plant built by 2030 including CCS at various carbon prices (US\$/tCO ₂ -eq) ^b			Total GtCO ₂ -eq avoided by fuel switching, CCS and displacing some fossil fuel options of wind, solar, geothermal, hydro, nuclear and biomass					
					<20 US\$/TWh	<50 US\$/TWh	<100 US\$/TWh	<20 US\$/t	<50 US\$/t	<100 US\$/t			
OECD		11,302	2942	4521	7463			1.58	2.58	2.66			
Coal	41	4079	657	1632	899	121	0						
Oil	40	472	-163C	189	13	2	0						
Gas	48	2374	1771	950	1793	637	458						
Nuclear	33	2462	-325	985	2084	2084	1777						
Hydro	100	1402	127	561	1295	1295	1111						
Biomass	28	237	168	95	263	499	509						
Other renewables	63	276	707	110	1116	1544	1526						
CCS					0	1282	2082						
Economies In Transition (EIT)		1746	722	698	1420						0.32	0.42	0.49
Coal	32	381	13	152	72	46	29						
Oil	29	69	-8	28	11	7	4						
Gas	39	652	672	261	537	357	240						
Nuclear	33	292	-20	117	442	442	442						
Hydro	100	338	35	135	170	170	170						
Biomass	48	4	7	2	47	109	121						
Other renewables	36	10	23	4	142	167	191						
CCS					0	123	222						

Table TS.4: Projected power demand increase from 2010 to 2030 as met by new, more efficient additional and replacement plants and the resulting mitigation potential above the World Energy Outlook 2004 baseline [Table 4.20].

Notes:

- a) Implied efficiencies calculated from WEO 2004 (IEA, 2004b) = Power output (E)/Estimated power input (E). See Appendix 1, Chapter 11.
- b) At higher carbon prices, more coal, oil and gas power generation is displaced by low- and zero-carbon options. Since nuclear and hydro are cost competitive at <20US\$/tCO₂-eq in most regions (Chapter 4, Table 4.4.4), their share remains constant.
- c) Negative data depicts a decline in generation, which was included in the analysis.



3) Low- or zero-carbon technologies are employed proportional to their estimated maximum shares in electricity generation in 2030. These shares are based on the literature, taking into account resource availability, relative costs and variability of supply related to intermittency issues in the power grid, and were differentiated according to carbon cost levels.

The resulting economic mitigation potential for the energy-supply sector by 2030 from improved thermal powerplant efficiency, fuel switching and the implementation of more nuclear, renewables, fuel switching and CCS to meet growing demand is around 7.2 GtCO₂-eq at carbon prices <100 US\$/tCO₂-eq. At costs <20 US\$/tCO₂-eq the reduction potential is estimated at 3.9 GtCO₂-eq (Table TS.4). At this carbon price level, the share of renewable energy in electricity generation would increase from 20% in 2010 to about 30% in 2030. At carbon prices <50 US\$/tCO₂-eq, the share would increase to 35% of total electricity generation. The share of nuclear energy would be about 18% in 2030 at carbon prices <50 US\$/tCO₂-eq, and would not change much at higher prices as other technologies would be competitive.

For assessment of the economic potential, maximum technical shares for the employment of low- or zero-carbon technologies were assumed and the estimate is therefore at the high end of the wide range found in the literature. If, for instance, only 70% of the assumed shares is reached, the mitigation potential at carbon prices <100 US\$/tCO₂-eq would be almost halved. Potential savings in electricity demand in end-use sectors reduce the need for mitigation measures in the power sector. When the impact of mitigation measures in the building and industry sectors on electricity demand (outlined in Chapter 11) is taken into account, a lower mitigation potential for the energy-supply sector results than the stand-alone figure reported here (*medium agreement, limited evidence*) [4.4].

Interactions of mitigation options with vulnerability and adaptation

Many energy systems are themselves vulnerable to climate change. Fossil fuel based offshore and coastal oil and gas extraction systems are vulnerable to extreme weather events.

Cooling of conventional and nuclear power plants may become problematic if river waters are warmer. Renewable energy resources can also be affected adversely by climate change (such as solar systems impacted by changes in cloud cover; hydropower generation influenced by changes in river discharge, glaciers and snow melt; windpower influenced by changing wind velocity; and energy crop yields reduced by drought and higher temperatures). Some adaptation measures to climate change, like air-conditioning and water pumps use energy and may contribute to even higher CO₂ emissions, and thus necessitate even more mitigation (*high agreement, limited evidence*) [4.5.5].

Effectiveness of and experience with climate policies, potentials, barriers, opportunities and implementation issues

The need for immediate short-term action in order to make any significant impact in the longer term has become apparent, as has the need to apply the whole spectrum of policy instruments, since no single instrument will enable a large-scale transition in energy supply systems on a global basis. Large-scale energy conversion technologies have a life of several decades and hence a turnover of only 1–3% per year. That means that policy decisions taken today will affect the rate of deployment of carbon-emitting technologies for several decades. They will have profound consequences on development paths, especially in a rapidly developing world [4.1].

Economic and regulatory instruments have been employed. Approaches to encourage the greater uptake of low-carbon energy-supply systems include reducing fossil fuel subsidies and stimulating front-runners in specific technologies through active government involvement in market creation (such as in Denmark for wind energy and Japan with solar photovoltaic (PV)). Reducing fossil fuel subsidies has been difficult, as it meets resistance by vested interests. In terms of support for renewable-electricity projects, feed-in-tariffs have been more effective than green certificate trading systems based on quotas. However, with increasing shares of renewables in the power mix, the adjustment of such tariffs becomes an issue. Tradable permit systems and the use of the Kyoto flexible mechanisms are expected to contribute substantially to emission reductions (*medium agreement, medium evidence*) [4.5].

Integrated and non-climate policies and co-benefits of mitigation policies

Co-benefits of GHG mitigation in the energy supply sector can be substantial. When applying cost-effective energy efficiency measures, there is an immediate economic benefit to consumers from lower energy costs. Other co-benefits in terms of energy supply security, technological innovation, air-pollution abatement and employment also typically result at the local scale. This is especially true for renewables which can reduce import dependency and in many cases minimize transmission losses and costs. Electricity, transport fuels and heat supplied by renewable energy are less prone to price fluctuations, but in many cases have higher costs. As renewable energy technologies can be more labour-intensive than conventional technologies per unit of energy output, more employment will result. High investment costs of new energy system infrastructures can, however, be a major barrier to their implementation.

Developing countries that continue to experience high economic growth will require significant increases in energy services that are currently being met mainly by fossil fuels. Increasing access to modern energy services can have multiple benefits. Their use can help improve air quality, particularly in large urban areas, and lead to a decrease in GHG emissions. An estimated 2400 GW of new power plants plus the related infrastructure will need to be built in developing countries by 2030 to meet increased consumer demand, requiring an investment of around 5 trillion US\$ (5×10^{12}). If well directed, such large investments provide opportunities for sustainable development. The integration of development policies with GHG mitigation objectives can deliver the advantages mentioned above and contribute to development goals pertaining to employment, poverty and equity. Analysis of possible policies should take into account these co-benefits. However, it should be noted again that, in specific circumstances, pursuing air pollution abatement or energy security aims can lead to more energy use and related GHG emissions.

Liberalization and privatization policies to develop free energy markets aim to provide greater competition and lower consumer prices but have not always been successful in this regard, often resulting in a lack of capital investment and scant regard for environmental impacts (*high agreement, much evidence*) [4.2.4; 4.5.2; 4.5.3; 4.5.4].

Technology research, development, diffusion and transfer

Investment in energy technology R&D has declined overall since the levels achieved in the late 1970s that resulted from the oil crisis. Between 1980 and 2002, public energy-related R&D investment declined by 50% in real terms. Current levels have risen, but may

still be inadequate to develop the technologies needed to reduce GHG emissions and meet growing energy demand. Greater public and private investment will be required for rapid deployment of low-carbon energy technologies. Improved energy conversion technologies, energy transport and storage methods, load management, co-generation and community-based services will have to be developed (*high agreement, limited evidence*) [4.5.6].

Long-term outlook

Outlooks from both the IEA and World Energy Council project increases in primary energy demand of between 40 and 150% by 2050 over today's demand, depending on the scenarios for population and economic growth and the rate of technology development. Electricity use is expected to grow by between 110 and 260%. Both organizations realize that business-as-usual scenarios are not sustainable. It is well accepted that even with good decisionmaking and co-operation between the public and private sectors, the necessary transition will take time and the sooner it is begun the lower the costs will be (*high agreement, much evidence*) [4.2.3].

5 Transport and its infrastructure

Status and development of the sector

Transport activity is increasing around the world as economies grow. This is especially true in many areas of the developing world where globalization is expanding trade flows, and rising personal incomes are amplifying demand for motorized mobility. Current transportation activity is mainly driven by internal combustion engines powered by petroleum fuels (95% of the 83 EJ of world transport energy use in 2004). As a consequence, petroleum use closely follows the growth in transportation activity. In 2004, transport energy amounted to 26% of total world energy use. In the developed world, transport energy use continues to increase at slightly more than 1% per year; passenger transport currently consumes 60–75% of total transport energy there. In developing countries, transport energy use is rising faster (3 to 5% per year) and is projected to grow from 31% in 2002 to 43% of world transport energy use by 2025 [5.2.1, 5.2.2].

Transport activity is expected to grow robustly over the next several decades. Unless there is a major shift away from current patterns of energy use, projections foresee a continued growth in world transportation energy use of 2% per year, with energy use and carbon emissions about 80% above 2002 levels by 2030 [5.2.2]. In developed economies, motor vehicle ownership approaches five to eight cars for every ten inhabitants (Figure TS.14). In the developing world, levels of vehicle ownership are much lower; non-motorized transport plays a significant role, and there is a greater reliance on two- and three-wheeled motorized vehicles and public transport. The motorization of transport in the developing world is, however, expected to grow rapidly in the coming decades. As incomes grow and the value of travellers' time increases, travellers are expected to choose faster modes of transport, shifting from non-motorized to automotive, to air and high-speed rail. Increasing speed has generally led to greater energy intensity and higher GHG emissions.

In addition to GHG emissions, the motorization of transport has created congestion and air-pollution problems in large cities all around the world (*high agreement, much evidence*) [5.2.1; 5.2.2; 5.5.4].

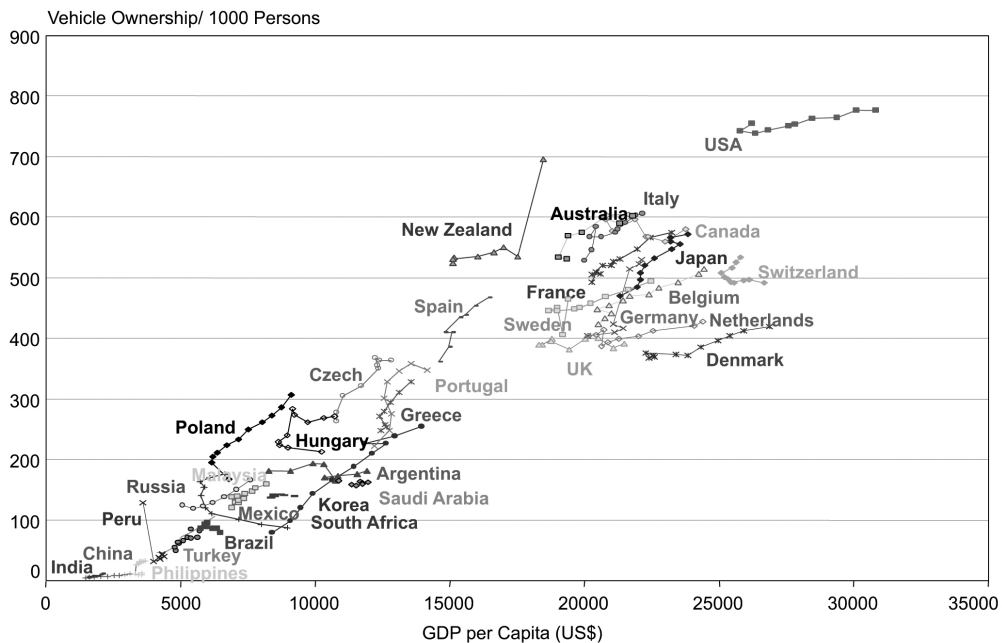


Figure TS.14: Vehicle ownership and income per capita as a time line per country [Figure 5.2].

Note: data are for 1900–2002, but the years plotted vary by country, depending on data availability.

Emission trends

In 2004, the contribution of transport to total energy-related GHG emissions was about 23%, with emissions of CO₂ and N₂O amounting to about 6.3-6.4 GtCO₂-eq. Transport sector CO₂ emissions (6.2 GtCO₂-eq. in 2004) have increased by around 27% since 1990 and its growth rate is the highest among the end-user sectors. Road transport currently accounts for 74% of total transport CO₂ emissions. The share of non-OECD countries is 36% now and will increase rapidly to 46% by 2030 if current trends continue (*high agreement, medium evidence*) [5.2.2].

The transport sector also contributes small amounts of CH₄ and N₂O emissions from fuel combustion and F-gases from vehicle air-conditioning. CH₄ emissions are between 0.1–0.3% of total transport GHG emissions, N₂O between 2.0 and 2.8% (all figures based on US, Japan and EU data only). Emissions of F gases (CFC-12 + HFC-134a + HCFC-22) worldwide in 2003 were 4.9% of total transport CO₂ emissions (*medium agreement, limited evidence*) [5.2.1].

Estimates of CO₂ emissions from global aviation increased by a factor of about 1.5, from 330 MtCO₂/yr in 1990 to 480 MtCO₂/yr in 2000, and accounted for about 2% of total anthropogenic CO₂ emissions. Aviation CO₂ emissions are projected to continue to grow strongly. In the absence of additional measures, projected annual improvements in aircraft fuel efficiency of the order of 1–2% will be largely surpassed by traffic growth of around 5% each year, leading to a projected increase in emissions of 3–4% per year (*high agreement,*

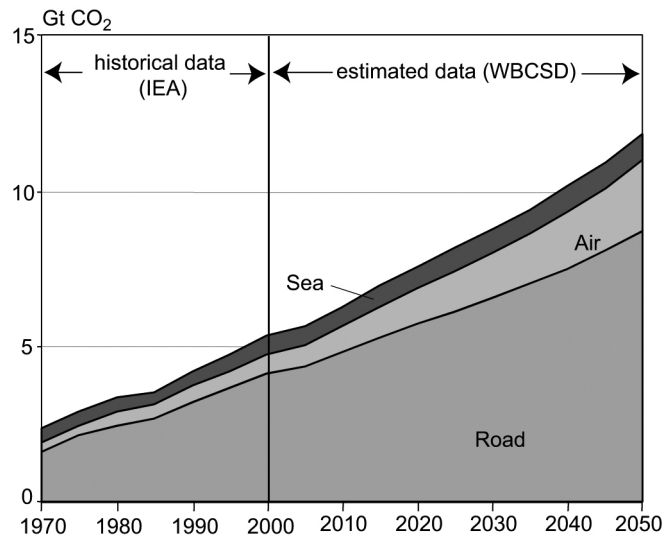


Figure TS.15: Historical and projected CO₂ emissions from transport [Figure 5.4].

medium evidence). Moreover, the overall climate impact of aviation is much greater than the impact of CO₂ alone. As well as emitting CO₂, aircraft contribute to climate change through the emission of nitrogen oxides (NO_x), which are particularly effective in forming the GHG ozone when emitted at cruise altitudes. Aircraft also trigger the formation of condensation trails, or contrails, which are suspected of enhancing the formation of cirrus clouds, which add to the overall global warming effect. These effects are estimated to be about two to four times greater than those of aviation's CO₂ alone, even without considering the potential impact of cirrus cloud enhancement. The environmental effectiveness of future mitigation policies for aviation will depend on the extent to which these non-CO₂ effects are also addressed (high agreement, medium evidence) [5.2.1; 5.2.2].

All of the projections discussed above assume that world oil supplies will be more than adequate to support the expected growth in transport activity. There is ongoing debate, however, about whether the world is nearing a peak in conventional oil production that would require a significant and rapid transition to alternative energy sources. There is no shortage of alternative energy sources, including oil sands and oil shales, coal-to-liquids, biofuels, electricity and hydrogen. Among these alternatives, unconventional fossil carbon resources would produce the least expensive fuels most compatible with the existing transportation infrastructure. Unfortunately, tapping into these fossil resources to power transportation would increase upstream carbon emissions and greatly increase the input of carbon into the atmosphere [5.2.2; 5.3].

Description and assessment of mitigation technologies and practices, options, potentials and costs

Transport is distinguished from other energy-using sectors by its predominant reliance on a single fossil resource and by the infeasibility of capturing carbon emissions from transport vehicles with any known technologies. It is also important to view GHG-emission reductions in conjunction with air pollution, congestion and energy security (oil import)

problems. Solutions therefore have to try to optimize improvement of transportation problems as a whole, not just GHG emissions [5.5.4].

There have been significant developments in mitigation technologies since the Third Assessment Report (TAR), and significant research, development and demonstration programmes on hydrogen-powered fuel-cell vehicles have been launched around the globe. In addition, there are still many opportunities for improvement of conventional technologies. Biofuels continue to be important in certain markets and have much greater potential for the future. With regard to non-CO₂ emissions, vehicle air-conditioning systems based on low GWP refrigerants have been developed [5.3].

Road traffic: efficient technologies and alternative fuels

Since the TAR, the energy efficiency of road vehicles has improved by the market success of cleaner direct-injection turbocharged (TDI) diesels and the continued market penetration of many incremental efficiency technologies; hybrid vehicles have also played a role, though their market penetration is currently small. Further technological advances are expected for hybrid vehicles and TDI diesel engines. A combination of these with other technologies, including materials substitution, reduced aerodynamic drag, reduced rolling resistance, reduced engine friction and pumping losses, has the potential to approximately double the fuel economy of 'new' light-duty vehicles by 2030, thereby roughly halving carbon emissions per vehicle mile travelled (note that this is only for a new car and not the fleet average) (*medium agreement, medium evidence*) [5.3.1].

Biofuels have the potential to replace a substantial part, but not all, petroleum use by transport. A recent IEA report estimated that the share of biofuels could increase to about 10% by 2030 at costs of 25 US\$/tCO₂-eq, which includes a small contribution from biofuels from cellulosic biomass. The potential strongly depends on production efficiency, the development of advanced techniques such as conversion of cellulose by enzymatic processes or by gasification and synthesis, costs, and competition with other uses of land. Currently the cost and performance of ethanol in terms of CO₂ emissions avoided is unfavourable, except for production from sugarcane in low-wage countries (Figure TS.16) (*medium agreement, medium evidence*) [5.3.1].

The economic and market potential of hydrogen vehicles remains uncertain. Electric vehicles with high efficiency (more than 90%), but low driving range and short battery life have a limited market penetration. For both options, the emissions are determined by the production of hydrogen and electricity. If hydrogen is produced from coal or gas with CCS (currently the cheapest way) or from biomass, solar, nuclear or wind energy, well-to-wheel carbon emissions could be nearly eliminated. Further technological advances and/or cost reductions would be required in fuel-cells, hydrogen storage, hydrogen or electricity production with low- or zero-carbon emissions, and batteries (*high agreement, medium evidence*) [5.3.1].

The total mitigation potential in 2030 of the energy-efficiency options applied to light duty vehicles would be around 0.7–0.8 GtCO₂-eq in 2030 at costs lower than 100 US\$/tCO₂. Data are not sufficient to provide a similar estimate for heavy-duty vehicles. The use of current and advanced biofuels, as mentioned above, would give an additional reduction potential of another 600–1500 MtCO₂-eq in 2030 at costs lower than 25 US\$/tCO₂ (*low agreement, limited evidence*) [5.4.2].

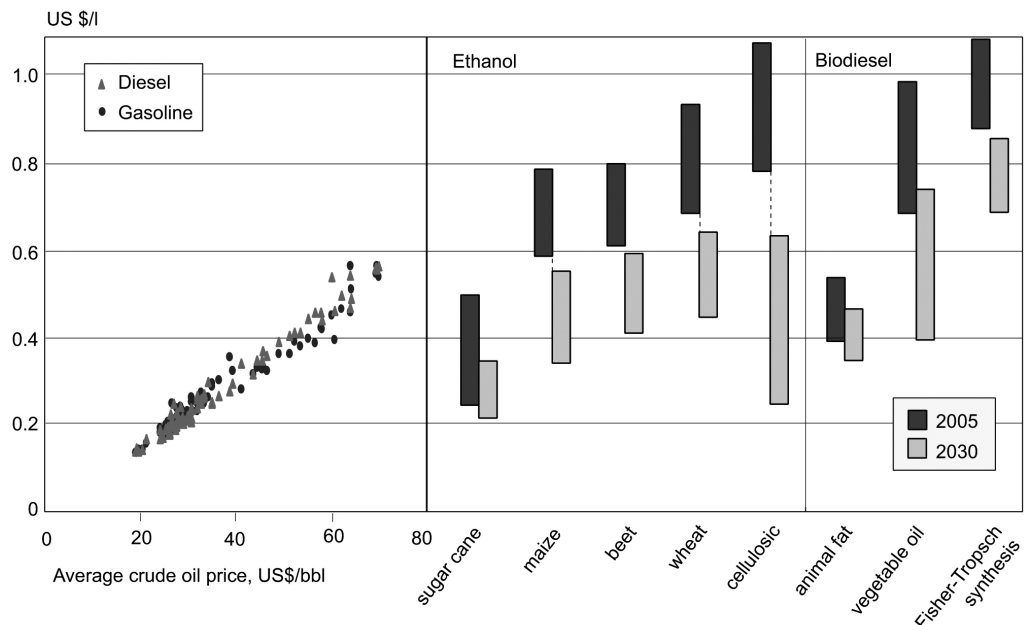


Figure TS.16: Comparison between current and future biofuel production costs versus gasoline and diesel refinery (FOB) prices for a range of crude oil prices [Figure 5.9].

Note: prices exclude taxes.

A critical threat to the potential for future reduction of CO₂ emissions from use of fuel economy technologies is that they can be used to increase vehicle power and size rather than to improve the overall fuel economy and reduce carbon emissions. The preference of the market for power and size has consumed much of the potential for GHG mitigation reduction achieved over the past two decades. If this trend continues, it will significantly diminish the GHG mitigation potential of the advanced technologies described above (*high agreement, much evidence*) [5.2; 5.3].

Air traffic

The fuel efficiency of civil aviation can be improved by a variety of means including technology, operation and management of air traffic. Technology developments might offer a 20% improvement in fuel efficiency over 1997 levels by 2015, with a 40–50% improvement likely by 2050. As civil aviation continues to grow at around 5% each year, such improvements are unlikely to keep carbon emissions from global air travel from increasing. The introduction of biofuels could mitigate some of aviation’s carbon emissions, if biofuels can be developed to meet the demanding specifications of the aviation industry, although both the costs of such fuels and the emissions from their production process are uncertain at this time (*medium agreement, medium evidence*) [5.3.3].

Aircraft operations can be optimized for energy use (with minimum CO₂ emissions) by minimizing taxiing time, flying at optimal cruise altitudes, flying minimum-distance great-circle routes, and minimizing holding and stacking around airports. The GHG-reduction potential of such strategies has been estimated at 6–12%. More recently, researchers have begun to address the potential for minimizing the total climate impact of aircraft opera-

tions, including ozone impacts, contrails and nitrogen oxides emissions. The mitigation potential in 2030 for aviation is 280 MtCO₂/yr at costs <100 US\$/tCO₂ (*medium agreement, medium evidence*) [5.4.2].

Marine transport

Since the TAR, an International Maritime Organization (IMO) assessment found that a combination of technical measures could reduce carbon emissions by 4–20% in older ships and 5–30% in new ships by applying state-of-the-art knowledge, such as hull and propeller design and maintenance. However, due to the long lifetime of engines, it will take decades before measures on existing ships are implemented on a significant scale. The short-term potential for operational measures, including route-planning and speed reduction, ranged from 1–40%. The study estimated a maximum reduction of emissions of the world fleet of about 18% by 2010 and 28% by 2020, when all measures were to be implemented. The data do not allow an estimate of an absolute mitigation potential figure and the mitigation potential is not expected to be sufficient to offset the growth in shipping activity over the same period (*medium agreement, medium evidence*) [5.3.4].

Rail transport

The main opportunities for mitigating GHG emissions associated with rail transport are improving aerodynamics, reduction of train weight, introducing regenerative braking and on-board energy storage and, of course, mitigating the GHG emissions from electricity generation. There are no estimates available of total mitigation potential and costs [5.3.2].

Modal shifts and public transport

Providing public transports systems and their related infrastructure and promoting non-motorized transport can contribute to GHG mitigation. However, local conditions determine how much transport can be shifted to less energyintensive modes. Occupancy rates and the primary energy sources of the transport modes further determine the mitigation potential [5.3.1].

The energy requirements of urban transport are strongly influenced by the density and spatial structure of the built environment, as well as by the location, extent and nature of the transport infrastructure. Large-capacity buses, light-rail transit and metro or suburban rail are increasingly being used for the expansion of public transport. Bus Rapid Transit systems have relatively low capital and operational costs, but it is uncertain if they can be implemented in developing countries with the same success as in South America. If the share of buses in passenger transport were to increase by 5–10%, then CO₂ emissions would fall by 4–9% at costs in the order of US\$ 60–70/tCO₂ [5.3.1].

More than 30% of the trips made by cars in Europe are for less than 3 km and 50% for less than 5 km. Although the figures may differ for other continents, there is potential for mitigation by shifting from cars to non-motorized transport (walking and cycling), or preventing a growth of car transport at the expense of non-motorized transport. Mitigation potentials are highly dependent on local conditions, but there are substantial cobenefits in terms of air quality, congestion and road safety (*high agreement, much evidence*) [5.3.1].

Overall mitigation potential in the transport sector

The overall potential and cost for CO₂ mitigation can only be partially estimated due to lack of data for heavy-duty vehicles, rail transport, shipping and modal split change/

public transport promotion. The total economic potential for improved efficiency of light-duty vehicles and aeroplanes and substituting biofuels for conventional fossil fuels, for a carbon price up to 100 US\$/ tCO₂-eq, is estimated to be about 1600–2550 MtCO₂. This is an underestimate of potential for mitigation in the transport sector (*high agreement, medium evidence*) [5.4.2].

Effectiveness of and experience with climate policies, potentials, barriers and opportunities/ implementation issues

Policies and measures for surface transport

Given the positive effects of higher population densities on public transport use, walking, cycling and CO₂ emissions, better integrated spatial planning is an important policy element in the transportation sector. There are some good examples for large cities in several countries. Transportation Demand Management (TDM) can be effective in reducing private vehicle travel if rigorously implemented and supported. Soft measures, such as the provision of information and the use of communication strategies and educational techniques have encouraged a change in personal behaviour leading to a reduction in the use of the car by 14% in an Australian city, 12% in a German city and 13% in a Swedish city (*medium agreement, medium evidence*) [5.5.1].

Fuel-economy standards or CO₂ standards have been effective in reducing GHG emissions, but so far, transport growth has overwhelmed their impact. Most industrialized and some developing countries have set fuel-economy standards for new light-duty vehicles. The forms and stringency of standards vary widely, from uniform, mandatory corporate average standards, through graduated standards by vehicle weight class or size, to voluntary industry-wide standards. Fuel economy standards have been universally effective, depending on their stringency, in improving vehicle fuel economy, increasing on-road fleet average fuel economy and reducing fuel use and carbon emissions. In some countries, fuel-economy standards have been strongly opposed by segments of the automotive industry on a variety of grounds, ranging from economic efficiency to safety. The overall effectiveness of standards can be significantly enhanced if combined with fiscal incentives and consumer information (*high agreement, much evidence*) [5.5.1].

Taxes on vehicle purchase, registration, use and motor fuels, as well as road and parking pricing policies are important determinants of vehicle-energy use and GHG emissions. They are employed by different countries to raise general revenue, to partially internalize the external costs of vehicle use or to control congestion of public roads. An important reason for fuel or CO₂ tax having limited effects is that price elasticities tend to be substantially smaller than the income elasticities of demand. In the long run, the income elasticity of demand is a factor 1.5–3 higher than the price elasticity of total transport demand, meaning that price signals become less effective with increasing incomes. Rebates on vehicle purchase and registration taxes for fuel-efficient vehicles have been shown to be effective. Road and parking pricing policies are applied in several cities, with marked effects on passenger car traffic (*high agreement, much evidence*) [5.5.1].

Many governments have introduced or are intending to implement policies to promote biofuels in national emission abatement strategies. Since the benefit of biofuels for CO₂ mitigation comes mainly from the well-to-tank part, incentives for biofuels are more effective climate policies if they are tied to entire well-to-wheels CO₂ efficiencies. Thus preferential

tax rates, subsidies and quotas for fuel blending should be calibrated to the benefits in terms of net CO₂ savings over the entire well-to-wheel cycle associated with each fuel. In order to avoid the negative effects of biofuel production on sustainable development (e.g., biodiversity impacts), additional conditions could be tied to incentives for biofuels.

Policies and measures for aviation and marine transport

In order to reduce emissions from air and marine transport resulting from the combustion of bunker fuels, new policy frameworks need to be developed. Both the International Civil Aviation Organization (ICAO) and IMO have studied options for limiting GHG emissions. However, neither has yet been able to devise a suitable framework for implementing policies. ICAO, however, has endorsed the concept of an open, international emission-trading system implemented through a voluntary scheme, or the incorporation of international aviation into existing emission-trading systems.

For aviation, both fuel or emission charges and trading would have the potential to reduce emissions considerably. The geographical scope (routes and operators covered), the amount of allowances to be allocated to the aviation sector and the coverage of non-CO₂ climate impacts will be key design elements in determining the effectiveness of emissions trading for reducing the impacts of aviation on climate. Emission charges or trading would lead to an increase in fuel costs that will have a positive impact on engine efficiency [5.5.2].

Current policy initiatives in the shipping sector are mostly based on voluntary schemes, using indexes for the fuel efficiency of ships. Environmentally differentiated port dues are being used in a few places. Other policies to limit shipping emissions would be the inclusion of international shipping in international emissions-trading schemes, fuel taxes and regulatory instruments (*high agreement, medium evidence*) [5.5.2].

Integrated and non-climate policies affecting emissions of GHGs and co-benefits of GHG mitigation policies

Transport planning and policy have recently placed more weight on sustainable development aspects. This includes reducing oil imports, improved air quality, reducing noise pollution, increasing safety, reducing congestion and improving access to transport facilities. Such policies can have important synergies with reducing GHG emissions (*high agreement, medium evidence*) [5.5.4; 5.5.5].

6 Residential and commercial buildings

Status of the sector and emission trends

In 2004, direct GHG emissions from the buildings sector (excluding emissions from electricity use) were about 5 GtCO₂-eq/yr (3 GtCO₂-eq/yr CO₂; 0.1 GtCO₂-eq/yr N₂O; 0.4 GtCO₂-eq/yr CH₄ and 1.5 GtCO₂-eq/yr halocarbons). The last figure includes F-gases covered by the Montreal protocol and about 0.1–0.2 GtCO₂-eq/yr of HFCs. As mitigation in this sector includes many measures aimed at saving electricity, the mitigation potential is generally calculated including electricity saving measures. For comparison, emission figures of the building sector are often presented including emissions from electricity use in the sector. When including the emissions from electricity use, energy-related CO₂ emissions from the buildings sector were 8.6 Gt/yr, or 33% of the global total in 2004. Total GHG emissions,

including the emissions from electricity use, are then estimated at 10.6 Gt CO₂eq/yr (*high agreement, medium evidence*) [6.2].

Future carbon emissions from energy use in buildings

The literature for the buildings sector uses a mixture of baselines. Therefore, for this chapter, a building sector baseline was defined, somewhere between SRES B2 and A1B², with 14.3 GtCO₂-eq GHG emissions (including emissions from electricity use) in 2030. The corresponding emissions in the SRES B2 and A1B scenarios are 11.4 and 15.6 GtCO₂. In the SRES B2 scenario (Figure TS.17), which is based on relatively lower economic growth, North America and Non-Annex I East Asia account for the largest portion of the increase in emissions. In the SRES A1B scenario, which shows rapid economic growth, all the CO₂ emissions increase is in the developing world: Asia, Middle East and North Africa, Latin America, and Sub-Saharan Africa, in that order. Overall, average annual CO₂ emission growth between 2004 and 2030 is 1.5% in Scenario B2 and 2.4% in Scenario A1B (*high agreement, medium evidence*) [6.2, 6.3].

Mitigation technologies and practices

Measures to reduce GHG emissions from buildings fall into one of three categories: 1) reducing energy consumption¹³ and embodied energy in buildings; 2) switching to low-carbon fuels, including a higher share of renewable energy; 3) controlling emissions of non-CO₂ GHG gases. Many current technologies allow building energy consumption to be reduced through better thermal envelopes¹⁴, improved design methods and building operations, more efficient equipment, and reductions in demand for energy services. The relative importance of heating and cooling depends on climate and thus varies regionally, while the effectiveness of passive design techniques also depends on climate, with important

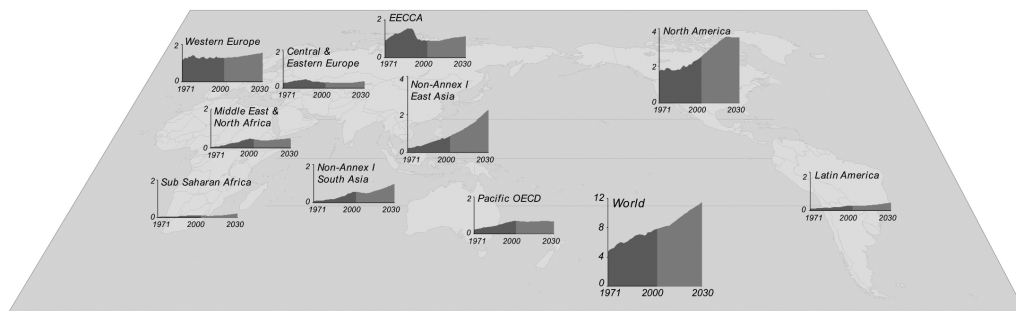


Figure TS.17: CO₂ emissions (GtCO₂) from buildings including emissions from the use of electricity, 1971–2030 [Figure 6.2].

Note: Dark red – historic emissions; light red – projection according to SRES B2 scenario. EECCA=Countries of Eastern Europe, the Caucasus and Central Asia.

¹³ This counts all forms of energy use in buildings, including electricity.

¹⁴ The term ‘thermal envelope’ refers to the shell of a building as a barrier to unwanted heat or mass transfer between the interior of the building and outside.

Economic region	Countries/country groups reviewed for region	Potential as % of national baseline for buildings ^b	Measures covering the largest potential	Measures providing the cheapest mitigation options
Developed countries	USA, EU-15, Canada, Greece, Australia, Republic of Korea, United Kingdom, Germany, Japan	Technical: 21%-54% ^c Economic (<US\$ 0/tCO₂-eq): 12%-25% ^d Market: 15%-37%	1. Shell retrofit, inc. insulation, esp. windows and walls; 2. Space heating systems; 3. Efficient lights, especially shift to compact fluorescent lamps (CFL) and efficient ballasts.	1. Appliances such as efficient TVs and peripherals (both on-mode and standby), refrigerators and freezers, ventilators and air-conditioners; 2. Water heating equipment; 3. Lighting best practices.
Economies in Transition	Hungary, Russia, Poland, Croatia, as a group: Latvia, Lithuania, Estonia, Slovakia, Slovenia, Hungary, Malta, Cyprus, Poland, the Czech Republic	Technical: 26%-47% ^e Economic (<US\$ 0/tCO₂-eq): 13%-37% ^f Market: 14%	1. Pre- and post- insulation and replacement of building components, esp. windows; 2. Efficient lighting, esp. shift to CFLs; 3. Efficient appliances such as refrigerators and water heaters.	1. Efficient lighting and its controls; 2. Water and space heating control systems; 3. Retrofit and replacement of building components, esp. windows.
Developing countries	Myanmar, India, Indonesia, Argentine, Brazil, China, Ecuador, Thailand, Pakistan, South Africa	Technical: 18%-41% Economic (<US\$ 0/tCO₂-eq): 13%-52% ^g Market: 23%	1. Efficient lights, esp. shift to CFLs, light retrofit, and kerosene lamps; 2. Various types of improved cooking stoves, esp. biomass stoves, followed by LPG and kerosene stoves; 3. Efficient appliances such as air-conditioners and refrigerators.	1. Improved lights, esp. shift to CFLs light retrofit, and efficient kerosene lamps; 2. Various types of improved cooking stoves, esp. biomass based, followed by kerosene stoves; 3. Efficient electric appliances such as refrigerators and air-conditioners.

Table TS.5: GHG emissions reduction potential for the buildings stock in 2020^a [Table 6.2].

Notes:

- a) Except for EU-15, Greece, Canada, India, and Russia, for which the target year was 2010, and Hungary, Ecuador and South Africa, for which the target was 2030.
- b) The fact that the market potential is higher than the economic potential for developed countries is explained by limitation of studies considering only one type of potential, so information for some studies likely having higher economic potential is missing.
- c) Both for 2010, if the approximate formula of Potential₂₀₂₀ = 1 - (1 - Potential₂₀₁₀)^{20/10} is used to extrapolate the potential as percentage of the baseline into the future (the year 2000 is assumed as a start year), this interval would be 38%-79%.
- d) Both for 2010, if suggested extrapolation formula is used, this interval would be 22%-44%.
- e) The last figure is for 2010, corresponds to 72% in 2020 if the extrapolation formula is used.
- f) The first figure is for 2010, corresponds to 24% in 2020 if the extrapolation formula is used.
- g) The last figure is for 2030, corresponds to 38% in 2020 if the suggested extrapolation formula is applied to derive the intermediate potential.

distinctions between hot-humid and hot-arid regions. Occupant behaviour, including avoiding unnecessary operation of equipment and adaptive rather than invariant temperature standards for heating and cooling, is also a significant factor in limiting building energy use (*high agreement, much evidence*) [6.4].

Mitigation potential of the building sector

Substantial CO₂ emission reduction from energy use in buildings can be achieved over the coming years compared with projected emissions. The considerable experience in a wide variety of technologies, practices and systems for energy efficiency and an equally rich experience with policies and programmes that promote energy efficiency in buildings lend considerable confidence to this view. A significant portion of these savings can be achieved in ways that reduce life-cycle costs, thus providing reductions in CO₂ emissions that have a net negative cost (generally higher investment cost but lower operating cost) (*high agreement, much evidence*) [6.4; 6.5].



These conclusions are supported by a survey of 80 studies (Table TS.5), which show that efficient lighting technologies are among the most promising GHG-abatement measures in buildings in almost all countries, in terms of both costeffectiveness and potential savings. By 2020, approximately 760 Mt of CO₂ emissions can be abated by the adoption of least life-cycle cost lighting systems globally, at an average cost of -160 US\$/tCO₂ (i.e., at a net economic benefit). In terms of the size of savings, improved insulation and district heating in the colder climates and efficiency measures related to space cooling and ventilation in the warmer climates come first in almost all studies, along with cooking stoves in developing countries. Other measures that rank high in terms of savings potential are solar water heating, efficient appliances and energy-management systems.

As far as cost effectiveness is concerned, efficient cooking stoves rank second after lighting in developing countries, while the measures in second place in the industrialized countries differ according to climatic and geographic region. Almost all the studies examining economies in transition (typically in cooler climates) found heating-related measures to be the most cost effective, including insulation of walls, roofs, windows and floors, as well as improved heating controls for district heating. In developed countries, appliance-related measures are typically identified as the most cost-effective, with upgrades of cooling-related equipment ranking high in warmer climates. Air-conditioning savings can be more expensive than other efficiency measures but can still be cost-effective, because they tend to displace more expensive peak power.

In individual new buildings, it is possible to achieve 75% or more energy savings compared with recent current practice, generally at little or no extra cost. Realizing these savings requires an integrated design process involving architects, engineers, contractors and clients, with full consideration of opportunities for passively reducing the energy demands of buildings [6.4.1].

Addressing GHG mitigation in buildings in developing countries is of particular importance. Cooking stoves can be made to burn more efficiently and combust particles more completely, thus benefiting village dwellers through improved indoor-air quality, while reducing GHG emissions. Local sources of improved, low GHG materials can be identified. In urban areas, and increasingly in rural ones, there is a need for all the modern technologies used in industrialized countries to reduce GHG emissions [6.4.3].

Emerging areas for energy savings in commercial buildings include the application of controls and information technology to continuously monitor, diagnose and communicate

World regions	Baseline emissions in 2020 GtCO ₂ -eq	CO ₂ mitigation potentials as share of the baseline CO ₂ emission projections in cost categories in 2020 (costs in US\$/tCO ₂ -eq)				CO ₂ mitigation potentials in absolute values in cost categories in 2020, GtCO ₂ -eq (costs in US\$/tCO ₂ -eq)			
		<0	0-20	20-100	>100	<0	0-20	20-100	>100
Globe	11.1	29%	3%	4%	36%	3.2	0.35	0.45	4.0
OECD (-EIT)	4.8	27%	3%	2%	32%	1.3	0.10	0.10	1.6
EIT	1.3	29%	12%	23%	64%	0.4	0.15	0.30	0.85
Non-OECD	5.0	30%	2%	1%	32%	1.5	0.10	0.05	1.6

Table TS.6: Global CO₂ mitigation potential projections for 2020, as a function of costs [Table 6.3].

Note:

The aggregated global potential as a function of cost and region is based on 17 studies that reported potentials in detail as a function of costs.

faults in commercial buildings (“intelligent control”); and systems approaches to reduce the need for ventilation, cooling, and dehumidification. Advanced windows, passive solar design, techniques for eliminating leaks in buildings and ducts, energyefficient appliances, and controlling standby and idle power consumption as well as solid-state lighting are also important in both residential and commercial sectors (*high agreement, much evidence*) [6.5].

Occupant behaviour, culture and consumer choice and use of technologies are major determinants of energy use in buildings and play a fundamental role in determining CO₂ emissions. However, the potential reduction through non-technological options is rarely assessed and the potential leverage of policies over these is poorly understood (*high agreement, medium evidence*).

There are opportunities to reduce direct emissions of fluorinated gases in the buildings sector significantly through the global application of best practices and recovery methods, with mitigation potential for all F-gases of 0.7 GtCO₂-eq in 2015. Mitigation of halocarbon refrigerants mainly involves avoiding leakage from air conditioners and refrigeration equipment (e.g., during normal use, maintenance and at end of life) and reducing the use of halocarbons in new equipment. A key factor determining whether this potential will be realized is the costs associated with implementation of the measures to achieve the emission reduction. These vary considerably, from a net benefit to 300 US\$/tCO₂-eq. (*high agreement, much evidence*) [6.5].

Mitigation potential of the building sector

There is a global potential to reduce approximately 30% of the projected baseline emissions from the residential and commercial sectors cost effectively by 2020 (Table TS.6). At least a further 3% of baseline emissions can be avoided at costs up to 20 US\$/tCO₂-eq and 4% more if costs up to 100 US\$/tCO₂-eq are considered. However, due to the large opportunities at low costs, the high-cost potential has only been assessed to a limited extent, and thus this figure is an underestimate. Using the global baseline emission projections for buildings¹⁵, these estimates represent a reduction of about 3.2, 3.6, and 4.0 Gtons of CO₂-eq in 2020, at zero, 20 US\$/tCO₂-eq, and 100 US\$/tCO₂-eq, respectively (*high agreement, much evidence*) [6.5].

The real potential is likely to be higher, because not all enduse efficiency options were considered by the studies; nontechnological options and their often significant co-benefits were omitted as were advanced integrated high-efficiency buildings. However, the market potential is much smaller than the economic potential.

Given limited information for 2030, the 2020 findings for the economic potential to 2030 have been extrapolated to enable comparisons with other sectors. The estimates are given in Table TS.7. Extrapolation of the potentials to 2030 suggests that, globally, about 4.5, 5.0 and 5.6 GtCO₂-eq/yr could be reduced at costs of <0, <20 and <100 US\$/tCO₂-eq respectively. This is equivalent to 30, 35, and 40% of the projected baseline emissions. These figures are associated with significantly lower levels of certainty than the 2020 ones due to very limited research available for 2030 (*medium agreement, low evidence*).

The outlook for the long-term future, assuming options in the building sector with a cost up to US\$ 25/tCO₂-eq, identifies a potential of about 7.7 GtCO₂eq reductions in 2050.

¹⁵ The baseline CO₂ emission projections were calculated on the basis of the 17 studies used for deriving the global potential (if a study did not contain a baseline, projections from another national mitigation report were used).



Mitigation option	Region	Baseline projections in 2030	Potential costs at below 100 US\$/tCO ₂ -eq		Potential in different cost categories		
			Low	High	<0 US\$/tCO ₂	0-20 US\$/tCO ₂	20-100 US\$/tCO ₂
					<0 US\$/tC	0-73 US\$/tC	73-367 US\$/tC
Electricity savings ^{a)}	OECD	3.4	0.75	0.95	0.85	0.0	0.0
	EIT	0.40	0.15	0.20	0.20	0.0	0.0
	Non-OECD/EIT	4.5	1.7	2.4	1.9	0.1	0.1
Fuel savings	OECD	2.0	1.0	1.2	0.85	0.2	0.1
	EIT	1.0	0.55	0.85	0.20	0.2	0.3
	Non-OECD/EIT	3.0	0.70	0.80	0.65	0.1	0.0
Total	OECD	5.4	1.8	2.2	1.7	0.2	0.1
	EIT	1.4	0.70	1.1	0.40	0.2	0.3
	Non-OECD/EIT	7.5	2.4	3.2	2.5	0.1	0.0
	Global	14.3	4.8	6.4	4.5	0.5	0.7

Table TS.7: Global CO₂ mitigation potential projections for 2030, as a function of cost, based on extrapolation from the 2020 numbers, in GtCO₂ [Table 6.4].

Note:

a) The absolute values of the potentials resulting from electricity savings in Table TS.8 and Chapter 11, Table 11.3 do not coincide due to application of different baselines; however, the potential estimates as percentage of the baseline are the same in both cases. Also Table 11.3 excludes the share of emission reductions which is already taken into account by the energy supply sector, while Table TS.7 does not separate this potential

Interactions of mitigation options with vulnerability and adaptation

If the world experiences warming, energy use for heating in temperate climates will decline (e.g., Europe, parts of Asia and North America), and for cooling will increase in most world regions. Several studies indicate that, in countries with moderate climates, the increase in electricity for additional cooling will outweigh the decrease for heating, and in Southern Europe a significant increase in summer peak demand is expected. Depending on the generation mix in particular countries, the net effect of warming on CO₂ emissions may be an increase even where overall demand for final energy declines. This causes a positive feedback loop: more mechanical cooling emits more GHGs, thereby exacerbating warming (*medium agreement, medium evidence*).

Investments in the buildings sector may reduce the overall cost of climate change by simultaneously addressing mitigation and adaptation. The most important of these synergies includes reduced cooling needs or energy use through measures such as application of integrated building design, passive solar construction, heat pumps with high efficiency for heating and cooling, adaptive window glazing, high-efficiency appliances emitting less waste heat, and retrofits including increased insulation, optimized for specific climates, and storm-proofing. Appropriate urban planning, including increasing green areas as well as cool roofs in cities, has proved to be an efficient way of limiting the ‘heat island’ effect, thereby reducing cooling needs and the likelihood of urban fires. Adaptive comfort, where occupants accept higher indoor (comfort) temperatures when the outside temperature is high, is now often incorporated in design considerations (*high agreement, medium evidence*) [6.9].

Effectiveness of and experience with policies for reducing CO₂ emissions from energy use in buildings

Realizing such emissions reductions up to 2020 requires the rapid design, implementation and enforcement of strong policies promoting energy efficiency for buildings and equipment, renewable energy (where cost-effective), and advanced design techniques for new buildings (*high agreement, much evidence*) [6.5].

Policy instrument	Emission reduction effectiveness ^a	Cost-effectiveness ^b	Special conditions for success, major strengths and limitations, co-benefits
Appliance standards	High	High	Factors for success: periodic update of standards, independent control, information, communication and education.
Building codes	High	Medium	No incentive to improve beyond target. Only effective if enforced.
Public leadership programmes, inc. procurement regulations	High	High/Medium	Can be used effectively to demonstrate new technologies and practices. Mandatory programmes have higher potential than voluntary ones. Factor for success: ambitious energy efficiency labelling and testing.
Energy efficiency obligations and quotas	High	High	Continuous improvements necessary: new EE measures, short term incentives to transform markets, etc.
Demand-side management programmes	High	High	Tend to be more cost-effective for commercial sector than for residences.
Energy performance contracting/ESCO support^c	High	Medium	Strength: no need for public spending or market intervention, co-benefit of improved competitiveness.
Energy efficiency certificate schemes	Medium	Medium	No long-term experience. Transaction costs can be high. Institutional structures needed. Profound interactions with existing policies. Benefits for employment.
Kyoto Protocol flexible mechanisms^d	Low	Low	So far limited number of CDM &JI projects in buildings.
Taxation (on CO₂ or fuels)	Low	Low	Effect depends on price elasticity. Revenues can be earmarked for further efficiency. More effective when combined with other tools.
Tax exemptions/ reductions	High	High	If properly structured, stimulate introduction of highly efficient equipment and new buildings.
Capital subsidies, grants, subsidised loans	High	Low	Positive for low-income households, risk of free-riders, may induce pioneering investments.
Labelling and certification programmes	Medium/High	High	Mandatory programmes more effective than voluntary ones. Effectiveness can be boosted by combination with other instruments and regular updates.
Voluntary and negotiated agreements	Medium/High	Medium	Can be effective when regulations are difficult to enforce. Effective if combined with financial incentives, and threat of regulation.
Education and information programmes	Low/Medium	High	More applicable in residential sector than commercial. Success condition: best applied in combination with other measures.
Mandatory audit and energy management requirement	High, but variable	Medium	Most effective if combined with other measures such as financial incentives.
Detailed billing and disclosure programmes	Medium	Medium	Success conditions: combination with other measures and periodic evaluation.

Table TS.8: *The impact and effectiveness of selected policy instruments aimed at mitigating GHG emissions in the buildings sector using best practices [Table 6.6].*

Notes:

- a) includes ease of implementation; feasibility and simplicity of enforcement; applicability in many locations; and other factors contributing to overall magnitude of realized savings.
- b) Cost-effectiveness is related to specific societal cost per carbon emissions avoided.
- c) Energy service companies.
- d) Joint Implementation, Clean Development Mechanism, International Emissions Trading (includes the Green Investment Scheme).

There are, however, substantial barriers that need to be overcome to achieve the high indicated negative and low cost mitigation potential. These include hidden costs, mismatches between incentives and benefits (e.g., between landlords and tenants), limitations in access to financing, subsidies on energy prices, as well as fragmentation of the industry and the design process. These barriers are especially strong and diverse in the residential and commercial sectors; overcoming them is therefore only possible through a diverse portfolio of policy instruments combined with good enforcement (*high agreement, medium evidence*).

A wide range of policies has been shown in many countries to be successful in cutting GHG emissions from buildings. Table TS.8 summarizes the key policy tools applied and compares them according to the effectiveness of the policy instrument, based on selected best practices. Most instruments reviewed can achieve significant energy and CO₂ savings. In an evaluation of 60 policy evaluations from about 30 countries, the highest CO₂ emission reductions were achieved through building codes, appliance standards and tax-exemption policies. Appliance standards, energy-efficiency obligations and quotas, demand-side management programmes and mandatory labelling were found to be among the most cost-effective policy tools. Subsidies and energy or carbon taxes were the least cost-effective instrument. Information programmes are also cost effective, particularly when they accompany most other policy measures (*medium agreement, medium evidence*) [6.8].

Policies and measures that aim at reducing leakage or discourage the use of refrigerants containing fluorine may reduce emissions of F-gases substantially in future years (*high agreement, medium evidence*) [6.8.4].

The limited overall impact of policies so far is due to several factors: 1) slow implementation processes; 2) the lack of regular updating of building codes (requirements of many policies are often close to common practices, despite the fact that CO₂-neutral construction without major financial sacrifices is already possible) and appliance standards and labelling; 3) inadequate funding; 4) insufficient enforcement. In developing countries and economies in transition, implementation of energy-efficiency policies is compromised by a lack of concrete implementation combined with poor or non-existent enforcement mechanisms. Another challenge is to promote GHG-abatement measures for the building shell of existing buildings due to the long time periods between regular building retrofits and the slow turnover of buildings in developed countries (*high agreement, much evidence*) [6.8].

Co-benefits and links to sustainable development

Energy efficiency and utilization of renewable energy in buildings offer synergies between sustainable development and GHG abatement. The most relevant of these for the least developed countries are safe and efficient cooking stoves that, while cutting GHG emissions, significantly reduce mortality and morbidity by reducing indoor air pollution. Safe and efficient cooking stoves also reduce the workload for women and children who typically gather the fuel for traditional stoves and decrease the demands on scarce natural resources. Reduction in outdoor air pollution is another significant co-benefit.

In general, in developed and developing countries, improved energy efficiency in buildings and the clean and efficient use of locally available renewable energy resources results in:

- substantial savings in energy-related investment, since efficiency is less costly than new supply;
- funds freed up for other purposes, such as infrastructure investments;
- improved system reliability and energy security;
- increased access to energy services;
- reduced fuel poverty;
- improvement of local environmental quality;
- positive effects on employment, by creating new business opportunities and through the multiplier effects of spending money saved on energy costs in another way. There is increasing evidence that well-designed energy-efficient buildings often promote occupant productivity and health (*high agreement, medium evidence*) [6.9].

Support from industrialized countries for the development and implementation of policies to increase energy efficiency of buildings and equipment in developing countries and economies in transition could contribute substantially to reductions in the growth of CO₂ emissions and improve the welfare of the population. Devoting international aid or other public and private funds aimed at sustainable development to energy efficiency and renewable energy initiatives in buildings can achieve a multitude of development objectives and result in long-lasting impacts. The transfer of knowledge, expertise and know-how from developed to developing countries can facilitate the adoption of photovoltaics (PV), including PV-powered light emitting diode-based (LED) lighting, high-insulation building materials, efficient appliances and lighting, integrated design, building energy-management systems, and solar cooling. However, capital financing will also be needed [6.8.3].

Technology research, development, deployment, diffusion and transfer

Although many practical and cost-effective technologies and practices are available today, research and development is needed in such areas as: high-performance control systems¹⁶; advanced window glazing; new materials for insulated panels; various systems to utilize passive and other renewable energy sources; phase-change materials to increase thermal storage; high-performance ground-source reversible heat pumps; integrated appliances and other equipment to use waste heat; novel cooling technologies, and the use of community-wide networks to supply heating, cooling and electricity to buildings. Demonstrations of these technologies and systems, and training of professionals, are necessary steps toward bringing those new technologies to market [6.8.3].

Long-term-outlook

Long-term GHG reduction in buildings needs to start soon because of the slow turnover of the building stock. To achieve large-scale savings in new buildings in the longer term, new approaches to integrated design and operation of buildings need to be taught, spread, and put into large-scale practice as soon as possible. Such training is currently not available for the majority of professionals in the building industry. Because of the important role of non-technological opportunities in buildings, ambitious GHG reductions may require a cultural shift towards a society that embraces climate protection and sustainable development among its fundamental values, leading to social pressure for building construction and use with much reduced environmental footprints (*high agreement, medium evidence*) [6.4.1; 6.8.1].

7 Industry

Status of the sector, development trends and implications

Energy-intensive industries, iron and steel, non-ferrous metals, chemicals and fertilizer, petroleum-refining, cement, and pulp and paper, account for about 85% of the industry sector's energy consumption in most countries. Since energy use in other sectors grew faster, the sector's share in global primary energy use declined from 40% in 1971 to 37% in 2004 [7.1.3].

Much of this energy-intensive industry is now located in developing countries. Overall, in 2003, developing countries accounted for 42% of global steel production, 57% of global nitrogen fertilizer production, 78% of global cement manufacture, and about 50% of global aluminium production. In 2004, developing countries accounted for 46% of final energy use by industry, developed country for 43% and economies in transition for 11%. Many facilities (for aluminium, cement and fertilizer industries) in developing nations are new and include the latest technology with lowest specific energy use. However, as in industrialized countries, many older, inefficient facilities remain. This creates a huge demand for investment in developing countries to improve energy efficiency and achieve emission reductions. The strong growth of energy-intensive industries during the 20th century is expected to continue as population and GDP increase [7.1.2; 7.1.3].

Though large-scale production dominates these energyintensive industries globally, small- and medium-sized enterprises (SMEs) have significant shares in many developing countries. While regulations and international competition are moving large industrial enterprises towards the use of environmentally sound technology, SMEs may not have the economic or technical capacity to install the necessary control equipment or are slower to innovate. These SME limitations create special challenges for efforts to mitigate GHG emissions (*high agreement, much evidence*) [7.1.1].

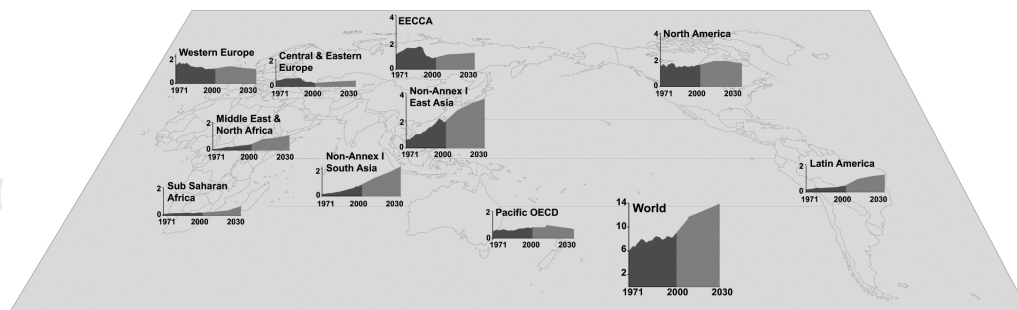


Figure TS.18: Industrial sector energy-related CO₂ emissions (GtCO₂; including electricity use), 1971–2030. [Table 7.1, 7.2].

Note:

Dark red – historic emissions; light red – projections according to SRES B2 scenario. Data extracted from Price et al. (2006).

EECCA = Countries of Eastern Europe, the Caucasus and Central Asia.

Emission trends (global and regional)

Direct GHG emissions from industry are currently about 7.2 GtCO₂-eq. As the mitigation options discussed in this chapter include measures aimed at reducing the industrial use of electricity, emissions including those from electricity use are important for comparison. Total industrial sector GHG emissions were about 12 GtCO₂-eq in 2004, about 25% of the global total. CO₂ emissions (including electricity use) from the industrial sector grew from 6.0 GtCO₂ in 1971 to 9.9 GtCO₂ in 2004. In 2004, developed nations accounted for 35% of total energy-related CO₂ emissions, economies in transition for 11% and developing nations for 53% (see Figure TS.18). Industry also emits CO₂ from non-energy uses of fossil fuels and from non-fossil fuel sources. In 2000, these were estimated to total 1.7 GtCO₂ (*high agreement, much evidence*) [7.1.3].

Industrial processes also emit other GHGs, including HFC-23 from the manufacture of HCFC-22; PFCs from aluminium smelting and semiconductor processing; SF₆ from use in flat panel screens (liquid crystal display) and semi-conductors, magnesium die casting, electrical equipment, aluminium melting, and others, and CH₄ and N₂O from chemical industry sources and food-industry waste streams. Total emission from these sources was about 0.4 GtCO₂-eq in 2000 (*medium agreement, medium evidence*) [7.1.3].

The projections for industrial CO₂ emissions for 2030 under the SRES-B2² scenarios are around 14 GtCO₂ (including electricity use) (see Figure TS.18). The highest average growth rates in industrial-sector CO₂ emissions are projected for developing countries. Growth in the regions of Central and Eastern Europe, the Caucasus and Central Asia, and Developing Asia is projected to slow in both scenarios for 2000–2030. CO₂ emissions are expected to decline in the Pacific OECD, North America and Western Europe regions for B2 after 2010. For non-CO₂ GHG emissions from the industrial sector, emissions by 2030 are projected to increase globally by a factor of 1.4, from 470 MtCO₂-eq. (130 MtC-eq) in 1990 to 670 MtCO₂-eq (180 MtC-eq.) in 2030 assuming no further action is taken to control these emissions. Mitigation efforts led to a decrease in non-CO₂ GHG emissions between 1990 and 2000, and many programmes for additional control are underway (see Table TS.9) (*high agreement, medium evidence*) [7.1.3].

Region	1990	2000	2010	2030
Pacific OECD	38	53	47	49
North America	147	117	96	147
Western Europe	159	96	92	109
Central and Eastern Europe	31	21	22	27
EECCA	37	20	21	26
Developing Asia	34	91	118	230
Latin America	17	18	21	38
Sub Saharan Africa	6	10	11	21
Middle East and North Africa	2	3	10	20
World	470	428	438	668

Table TS.9: Projected industrial sector emissions of non-CO₂ GHGs, MtCO₂-eq/yr [Table 7.3].

Note:

Emissions from refrigeration equipment used in industrial processes included; emissions from all other refrigeration and air-conditioning applications excluded.

EECCA = the countries of Eastern Europe, the Caucasus and Central Asia.

Sector	Energy efficiency	Fuel switching	Power recovery	Renewables	Feedstock change	Product change	Material efficiency	Non-CO ₂ GHG	CO ₂ capture and storage
Sector wide	Benchmarking; Energy management systems; Efficient motor systems, boilers, furnaces, lighting and heating/ventilation/air conditioning; Process integration	Coal to natural gas and oil	Cogeneration	Biomass, Biogas, PV, Wind turbines, Hydropower	Recycled inputs				Oxy-fuel combustion, CO ₂ separation from flue gas
Iron & steel	Smelt reduction, Near net shape casting, Scrap preheating, Dry coke quenching	Natural gas, oil or plastic injection into the BF	Top-gas pressure recovery, By-product gas combined cycle	Charcoal	Scrap	High strength steel	Recycling, High strength steel, Reduction process losses	n/a	Hydrogen reduction, oxygen use in blast furnaces
Non-ferrous metals	<i>Inert anodes</i> , Efficient cell designs				Scrap		Recycling, thinner film and coating	PFC/SF ₆ controls	
Chemicals	Membrane separations, Reactive distillation	Natural gas	Pre-coupled gas turbine, Pressure recovery turbine, H ₂ recovery		Recycled plastics, bio-feedstock	Linear low density polyethylene, high-perf. plastics	Recycling, Thinner film and coating, Reduced process losses	N ₂ O, PFCs, CFCs and HFCs control	CO ₂ storage from ammonia, ethylene oxide processes
Petroleum refining	Membrane separation, Refinery gas	Natural gas	Pressure recovery turbine, hydrogen recovery	Biofuels	Bio-feedstock		(reduction in transport not included here)	Control technology for N ₂ O/CH ₄	From hydrogen production
Cement	Precalciner kiln, Roller mill, <i>fluidized bed kiln</i>	Waste fuels, Biogas, Biomass	Drying with gas turbine, power recovery	Biomass fuels, Biogas	Slags, pozzolanes	Blended cement		n/a	Oxyfuel combustion in kiln
Glass	Cullet preheating, Oxyfuel furnace	Natural gas	<i>Air bottoming cycle</i>	n/a	Increased cullet use	High-strength thin containers	Recycling	n/a	Oxyfuel _L combustion
Pulp and paper	Efficient pulping, Efficient drying, Shoe press, Condebelt drying	Biomass, Landfill gas	<i>Black liquor gasification combined cycle</i>	Biomass fuels (bark, black liquor)	Recycling, Non-wood fibres	Fibre orientation, Thinner paper	Reduction cutting and process losses	n/a	Oxyfuel combustion in lime kiln
Food	Efficient drying, Membranes	Biogas, Natural gas	Anaerobic digestion, Gasification	Biomass, By-products, Solar drying			Reduction process losses, Closed water use		

Table TS.10: Examples of industrial technology for reducing GHG emissions (not comprehensive). Technologies in italics are under demonstration or development [Table 7.5].

Description and assessment of mitigation technologies and practices, options and potentials, costs and sustainability

Historically, the industrial sector has achieved reductions in energy intensity and emission intensity through adoption of energy efficiency and specific mitigation technologies, particularly in energy-intensive industries. The aluminium industry reported >70% reduction in PFC-emission intensity over the period 1990–2004 and the ammonia industry reported that plants designed in 2004 have a 50% reduction in energy intensity compared with those designed in 1960. Continuing to modernize ammonia-production facilities around the world will result in further energy-efficiency improvements. Reductions in refining energy intensity have also been reported [7.4.2, 7.4.3, 7.4.4].

The low technical and economic capacity of SMEs pose challenges for the diffusion of sound environmental technology, though some innovative R&D is taking place in SMEs.

A wide range of measures and technologies have the potential to reduce industrial GHG emissions. These technologies can be grouped into the categories of energy efficiency, fuel switching, power recovery, renewables, feedstock change, product change and material efficiency (Table TS.10). Within each category, some technologies, such as the use of more efficient electric motors, are broadly applicable across all industries, while others, such as top-gas pressure recovery in blast furnaces, are process-specific.

Later in the period to 2030, there will be a substantial additional potential from further energy- efficiency improvements and application of Carbon Capture and Storage (CCS)¹⁷ and non-GHG process technologies. Examples of such new technologies that are currently in the R&D phase include inert electrodes for aluminium manufacture and hydrogen for metal production (high agreement, much evidence) [7.2, 7.3, 7.4].

Mitigation potentials and costs in 2030 have been estimated in an industry-by-industry assessment of energy-intensive industries and an overall assessment of other industries. The approach yielded mitigation potentials of about 1.1 GtCO₂-eq at a cost of <20 US\$/tCO₂ (74 US\$/tC-eq); about 3.5 GtCO₂- eq at costs below <50 US\$/tCO₂ (180 US\$/tC-eq); and about 4 GtCO₂-eq/yr (0.60–1.4 GtC-eq/yr) at costs <US\$100/tCO₂-eq (<US\$370/tC-eq) under the B2 scenario. The largest mitigation potentials are in the steel, cement and pulp and paper industries, and in the control of non-CO₂ gases, and much of the potential is available at <50 US\$/tCO₂-eq (<US\$ 180/tC-eq). Application of CCS technology offers a large additional potential, albeit at higher cost.

A recently completed global study for nine groups of technologies indicates a mitigation potential for the industrial sector of 2.5-3.0 GtCO₂-eq/yr (0.68-0.82 GtC-eq/yr) in 2030 at costs of <25 US\$/tCO₂ (< 92US\$/tC) (2004\$). While the estimate of mitigation potential is in the range found in this assessment, the estimate of mitigation cost is significantly lower (*medium agreement, medium evidence*) [7.5].

¹⁷ See IPCC Special Report on CO₂ Capture and Storage

Interaction of mitigation options with vulnerability and adaptation

Linkages between adaptation and mitigation in the industrial sector are limited. Many mitigation options (e.g., energy efficiency, heat and power recovery, recycling) are not vulnerable to climate change and therefore create no adaptation link. Others, such as fuels or feedstock switching (e.g. to biomass or other renewable energy sources) may be vulnerable to climate change [7.8].

Effectiveness of and experience with climate policies, potentials, barriers and opportunities/implementation issues

Full use of available mitigation options is not being made in either industrialized or developing nations. In many areas of the world, GHG mitigation is not demanded by either the market or government regulation. In these areas, companies will invest in GHG mitigation to the extent that other factors provide a return for their investments. This return can be economic; for example, energy-efficiency projects that provide an economic pay-out, or can be in terms of achieving larger corporate goals, for example, a commitment to sustainable development. The economic potential as outlined above will only be realized if policies and regulations are in place. Relevant in this respect is that, as noted above, most energy-intensive industries are located in developing countries. Slow rate of capital stock turnover is also a barrier in many industries, as is the lack of the financial and technical resources needed to implement mitigation options, and limitations in the ability of industrial firms, particularly small and medium-sized enterprises, to access and absorb information about available options (*high agreement, much evidence*) [7.9.1].

Voluntary agreements between industry and government to reduce energy use and GHG emissions have been used since the early 1990s. Well-designed agreements, which set realistic targets and have sufficient government support, often as part of a larger environmental policy package, and a real threat of increased government regulation or energy/GHG taxes if targets are not achieved, can provide more than business-as-usual energy savings or emission reductions. Some have accelerated the application of best available technology and led to reductions in emissions compared with the baseline, particularly in countries with traditions of close cooperation between government and industry. However, the majority of voluntary agreements have not achieved significant emission reductions beyond business-as-usual. Corporations, subnational governments, non-government organizations (NGOs) and civil groups are adopting a wide variety of voluntary actions, independent of government authorities, which may limit GHG emissions, stimulate innovative policies, and encourage the deployment of new technologies. By themselves, however, they generally have limited impact.

Policies that reduce the barriers to adoption of cost-effective, low-GHG emission technologies (e.g., lack of information, absence of standards and unavailability of affordable financing for first purchases of modern technology) can be effective. Many countries, both developed and developing, have financial schemes available to promote energy saving in industry. According to a World Energy Council survey, 28 countries provide some sort of grant or subsidy for industrial energyefficiency projects. Fiscal measures are also frequently used to stimulate energy savings in industry. However, a drawback to financial incentives is that they are often also used by investors who would have made the investment without the incentive. Possible solutions to improve cost-effectiveness are to restrict schemes

to specific target groups and/or techniques (selected lists of equipment, only innovative technologies), or use a direct criterion of cost-effectiveness [7.9.3].

Several national, regional or sectoral CO₂ emissions trading systems either exist or are being developed. The further refinement of these trading systems could be informed by evidence that suggests that in some important aspects, participants from industrial sectors face a significantly different situation to those from the electricity sector. For instance, responses to carbon emission price in industry tend to be slower because of the more limited technology portfolio and absence of short-term fuel-switching possibilities, making predictable allocation mechanisms and stable price signals a more important issue for industry [7.9.4].

As noted in the TAR, industrial enterprises of all sizes are vulnerable to changes in government policy and consumer preferences. That is why a stable policy regime is so important for industry (*high agreement, much evidence*) [7.9].

Integrated and non-climate policies affecting emissions of greenhouse gases

Policies aimed at balancing energy security, environmental protection and economic development can have a positive or negative impact on mitigation. Sustainable development policies focusing on energy efficiency, dematerialization, and use of renewables support GHG mitigation objectives. Wastemanagement policies reduce industrial sector GHG emissions by reducing energy use through the re-use of products. Airpollutant reduction measures can have synergy with GHG emissions reduction when reduction is achieved by shifting to low-carbon fuels, but do not always reduce GHG emissions as many require the use of additional energy.

In addition to implementing the mitigation options discussed above, achieving sustainable development will require industrial development pathways that minimize the need for future mitigation (*high agreement, medium evidence*). Large companies have greater resources, and usually more incentives, to factor environmental and social considerations into their operations than small and medium enterprises (SMEs), but SMEs provide the bulk of employment and manufacturing capacity in many countries. Integrating SME development strategy into broader national strategies for development is consistent with sustainable development objectives. Energyintensive industries are now committing to a number of measures towards human capital development, health and safety, community development etc., which are consistent with the goal of corporate social responsibility (*high agreement, much evidence*) [7.7; 7.8].

Co-benefits of greenhouse gas mitigation policies

The co-benefits of industrial GHG mitigation include: reduced emissions of air pollutants, and waste (which in turn reduce environmental compliance and waste disposal costs), increased production and product quality, lower maintenance and operating costs, an improved working environment, and other benefits such as decreased liability, improved public image and worker morale, and delaying or reducing capital expenditures. The reduction of energy use can indirectly contribute to reduced health impacts of air pollutants particularly where no air-pollution regulation exists (*high agreement, much evidence*) [7.10].

Technology research, development, deployment, diffusion and transfer

Commercially available industrial technology provides a very large potential to reduce GHG emissions. However, even with the application of this technology, many industrial processes would still require much more energy than the thermodynamic ideal, suggesting a large additional potential for energy-efficiency improvement and GHG mitigation potential. In addition, some industrial processes emit GHGs that are independent of heat and power use. Commercial technology to eliminate these emissions does not currently exist for some of these processes, for example, development of an inert electrode to eliminate process emissions from aluminium manufacture and the use of hydrogen to reduce iron and non-ferrous metal ores. These new technologies must also meet a host of other criteria, including cost competitiveness, safety and regulatory requirements, as well as winning customer acceptance. Industrial technology research, development, deployment and diffusion are carried out both by governments and companies, ideally in complementary roles. Because of the large economic risks inherent in technologies with GHG emission mitigation as the main purpose, government programmes are likely to be needed in order to facilitate a sufficient level of research and development. It is appropriate for governments to identify fundamental barriers to technology and find solutions to overcome these barriers, but companies should bear the risks and capture the rewards of commercialization.

In addition, government information, energy audits, reporting, and benchmarking programmes promote technology transfer and diffusion. The key factors determining private-sector technology deployment and diffusion are competitive advantage, consumer acceptance, country-specific characteristics, protection of intellectual property rights, and regulatory frameworks (*medium agreement, medium evidence*) [7.11].

Long-term outlook

Many technologies offer long-term potential for mitigating industrial GHG emissions, but interest has focused on three areas: biological processing, use of hydrogen and nanotechnology.

Given the complexity of the industrial sector, achieving low GHG emissions is the sum of many cross-cutting and individual sector transitions. Because of the speed of capital stock turnover in at least some branches of industry, inertia by 'technology lock-in' may occur. Retrofitting provides opportunities in the meantime, but basic changes in technology occur only when the capital stock is installed or replaced (*high agreement, much evidence*) [7.12].

8 Agriculture

Status of the sector, future trends in production and consumption, and implications

Technological developments have allowed remarkable progress in agricultural output per unit of land, increasing per capita food availability despite a consistent decline in per capita agricultural land area (*high agreement, much evidence*). However, progress has been uneven across the world, with rural poverty and malnutrition remaining in some countries. The share of animal products in the diet has increased progressively in developing countries, while remaining constant in the developed world (*high agreement, much evidence*).

Production of food and fibre has more than kept pace with the sharp increase in demand in a more populated world, so that the global average daily availability of calories

per capita has increased, though with regional exceptions. However, this growth has been at the expense of increasing pressure on the environment and dwindling natural resources, and has not solved problems of food security and widespread child malnutrition in poor countries (*high agreement, much evidence*).

The absolute area of global arable land has increased to about 1400 Mha, an overall increase of 8% since the 1960s (5% decrease in developed countries and 22% increase in developing countries). This trend is expected to continue into the future, with a projected additional 500 Mha converted to agriculture from 1997–2020, mostly in Latin America and Sub-Saharan Africa (*medium agreement, limited evidence*).

Economic growth and changing lifestyles in some developing countries are causing a growing demand for meat and dairy products. From 1967–1997, meat demand in developing countries rose from 11 to 24 kg per capita per year, achieving an annual growth rate of more than 5% by the end of that period. Further increases in global meat demand (about 60% by 2020) are projected, mostly in developing regions such as South and Southeast Asia, and Sub-Saharan Africa (*medium agreement, much evidence*) [8.2].

Emission trends

For 2005, agriculture accounted for an estimated emission of 5.1 to 6.1 GtCO₂-eq (10–12% of total global anthropogenic emissions of GHGs). CH₄ contributed 3.3 GtCO₂-eq and N₂O 2.8 GtCO₂-eq. Of global anthropogenic emissions in 2005, agriculture accounted for about 60% of N₂O and about 50% of CH₄ (*medium agreement, medium evidence*). Despite large annual exchanges of CO₂ between the atmosphere and agricultural lands, the net flux is estimated to be approximately balanced, with net CO₂ emissions of only around 0.04 GtCO₂/yr (emissions from electricity and fuel use in agriculture are covered in the buildings and transport sector respectively) (*low agreement, limited evidence*) [8.3].

Trends in GHG emissions in agriculture are responsive to global changes: increases are expected as diets change and population growth increases food demand. Future climate change may eventually release more soil carbon (though the effect is uncertain as climate change may also increase soil carbon inputs through high production). Emerging technologies may permit reductions of emissions per unit of food produced, but absolute emissions are likely to grow (*medium agreement, medium evidence*).

Without additional policies, agricultural N₂O and CH₄ emissions are projected to increase by 35–60% and ~60%, respectively, to 2030, thus increasing more rapidly than the 14% increase of non-CO₂ GHG observed from 1990 to 2005 (*medium agreement, limited evidence*) [8.3.2].

Both the magnitude of the emissions and the relative importance of the different sources vary widely among world regions (Figure TS.19). In 2005, the group of five regions consisting mostly of non-Annex I countries were responsible for 74% of total agricultural emissions [8.3].

Mitigation technologies, practices, options, potentials and costs

Considering all gases, the economic potentials for agricultural mitigation by 2030 are estimated to be about 1600, 2700 and 4300 MtCO₂-eq/yr at carbon prices of up to 20, 50 and 100 US\$/tCO₂-eq, respectively for a SRES B2 baseline (see Table TS.11) (*medium agreement, limited evidence*) [8.4.3].

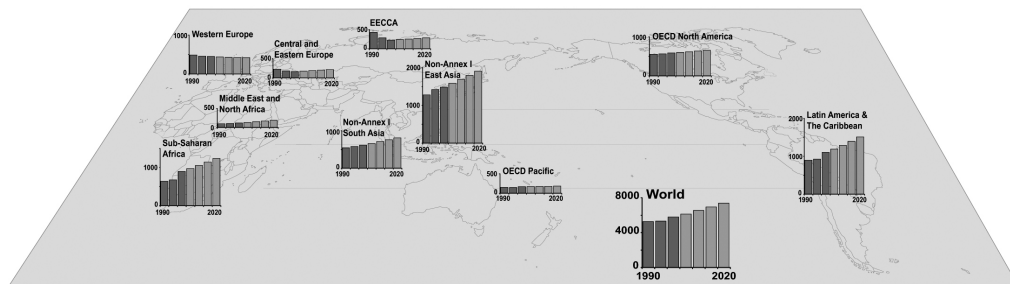


Figure TS.19: Historic and projected N_2O and CH_4 emissions ($MtCO_2\text{-eq.}$) in the agricultural sector of ten world regions, 1990–2020 [Figure 8.2].

Note: EECCA=Countries of Eastern Europe, the Caucasus and Central Asia.

Improved agricultural management can reduce net GHG emissions, often affecting more than one GHG. The effectiveness of these practices depends on factors such as climate, soil type and farming system (*high agreement, much evidence*).

About 90% of the total mitigation arises from sink enhancement (soil C sequestration) and about 10% from emission reduction (*medium agreement, medium evidence*). The most prominent mitigation options in agriculture (with potentials shown in $Mt CO_2\text{ eq/yr}$ for carbon prices up to 100 $US\$/tCO_2\text{-eq}$ by 2030) are (see also Figure TS.20):

- restoration of cultivated organic soils (1260)
- improved cropland management (including agronomy, nutrient management, tillage/residue management and water management (including irrigation and drainage) and set-aside / agro-forestry (1110)
- improved grazing land management (including grazing intensity, increased productivity, nutrient management, fire management and species introduction (810)
- restoration of degraded lands (using erosion control, organic amendments and nutrient amendments (690).

Lower, but still substantial mitigation potential is provided by:

- rice management (210)
- livestock management (including improved feeding practices, dietary additives, breeding and other structural changes, and improved manure management (improved storage and handling and anaerobic digestion) (260) (*medium agreement, limited evidence*).

Table TS.11: Estimates of global agricultural economic GHG mitigation potential ($MtCO_2\text{-eq/yr}$) by 2030 under different assumed carbon prices for a SRES B2 baseline [Table 8.7].

	Carbon price ($US\$/tCO_2\text{-eq}$)		
	Up to 20	Up to 50	Up to 100
OECD	330 (60-470)	540 (300-780)	870 (460-1280)
EIT	160 (30-240)	270 (150-390)	440 (230-640)
Non-OECD/ EIT	1140 (210-1660)	1880 (1040-2740)	3050 (1610-4480)

Note: figures in brackets show standard deviation around the mean estimate, potential excluding energy-efficiency measures and fossil fuel offsets from bio-energy.

In addition, 770 MtCO₂-eq/yr could be provided by 2030 by improved energy efficiency in agriculture. This amount is, however, for a large part included in the mitigation potential of buildings and transport [8.1; 8.4].

At lower carbon prices, low cost measures most similar to current practice are favoured (e.g., cropland management options), but at higher carbon prices, more expensive measures with higher mitigation potentials per unit area are favoured (e.g., restoration of cultivated organic / peaty soils; Figure TS.20) (*medium agreement, limited evidence*) [8.4.3].

GHG emissions could also be reduced by substitution of fossil fuels by energy production from agricultural feedstocks (e.g., crop residues, dung, energy crops), which are counted in energy end-use sectors (particularly energy supply and transport). There are no accurate estimates of future agricultural biomass supply, with figures ranging from 22 EJ/yr in 2025 to more than 400 EJ/yr in 2050. The actual contribution of agriculture to the mitigation potential by using bio-energy depends, however, on the relative prices of fuels and the balance of demand and supply. Top-down assessments that include assumptions on such a balance estimate the economic mitigation potential of biomass energy supplied from agriculture to be 70–1260 MtCO₂-eq/yr at up to 20 US\$/tCO₂-eq, and 560–2320 MtCO₂-eq/yr at up to 50 US\$/tCO₂-eq. There are no estimates for the additional potential from top-down models at carbon prices up to 100 US\$/tCO₂-eq, but the estimate for prices above 100 US\$/tCO₂-eq is 2720 MtCO₂-eq/yr. These potentials represent mitigation of 5–80%, and 20–90% of all other agricultural mitigation measures combined, at carbon prices of up to 20, and up to 50 US\$/tCO₂-eq, respectively. Above the level where agricultural products and residues form the sole feedstock, bio-energy competes with other land-uses for available land,

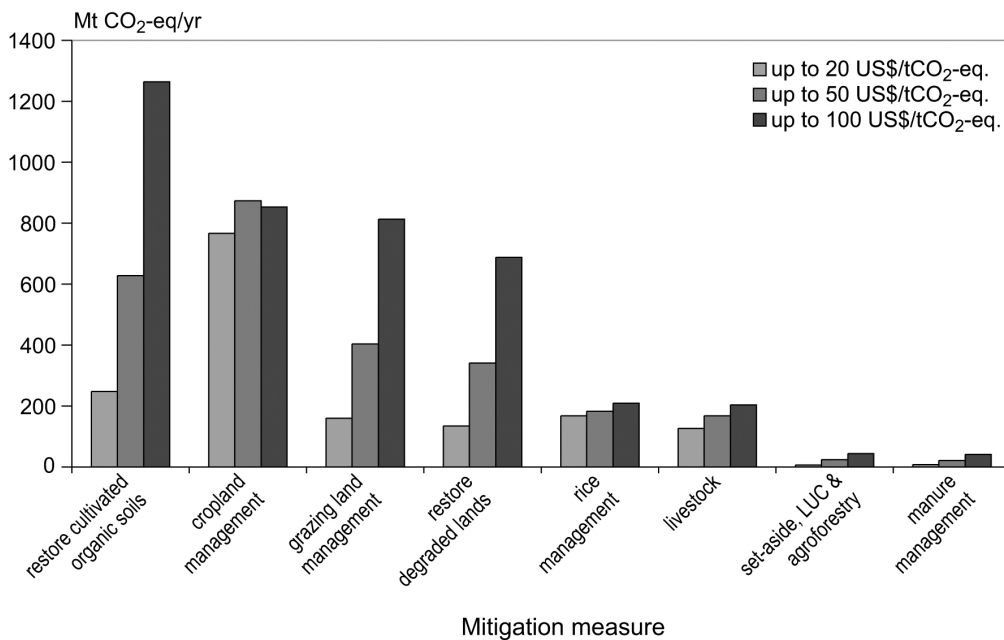


Figure TS.20: Potential for GHG agricultural mitigation in 2030 at a range of carbon prices for a SRES B2 baseline [Figure 8.9].

Note: B2 scenario shown, though the pattern is similar for all SRES scenarios. Energy-efficiency measures (770 MtCO₂-eq) are included in the mitigation potential of the buildings and energy sector.

water and other resources. The mitigation potentials of bio-energy and improved energy efficiency are not included in Table TS.11 or Figure TS.20, as the potential is counted in the user sectors, mainly transport and buildings, respectively (*medium agreement, medium evidence*) [8.4.4].

The estimates of mitigation potential in the agricultural sector are towards the lower end of the ranges indicated in the Second Assessment Report (SAR) and TAR. This is due mainly to the different time scales considered (2030 here versus 2050 in TAR). In the medium term, much of the mitigation potential is derived from removal of CO₂ from the atmosphere and its conversion to soil carbon, but the magnitude of this process will diminish as soil carbon approaches maximum levels, and longterm mitigation will rely increasingly on reducing emissions of N₂O, CH₄, and CO₂ from energy use, the benefits of which persist indefinitely (*high agreement, much evidence*) [8.4.3].

Interactions of mitigation options with vulnerability and adaptation

Agricultural actions to mitigate GHGs could: a) reduce vulnerability (e.g. if soil carbon sequestration reduces the impacts of drought) or b) increase vulnerability (e.g., if heavy dependence on biomass energy makes energy supply more sensitive to climatic extremes). Policies to encourage mitigation and/or adaptation in agriculture may need to consider these interactions (*medium agreement, limited evidence*). Similarly, adaptation-driven actions may either a) favour mitigation (e.g., return of residues to fields to improve water-holding capacity will also sequester carbon) or b) hamper mitigation (e.g., use of more nitrogen fertilizer to overcome falling yields, leading to increased N₂O emissions). Strategies that simultaneously increase adaptive capacity, reduce vulnerability and mitigate climate change are likely to present fewer adoption barriers than those with conflicting impacts. For example increasing soil organic matter content can both improve fertility and reduce the impact of drought, improving adaptive capacity, making agriculture less vulnerable to climate change, while also sequestering carbon (*medium agreement, medium evidence*) [8.5].

Effectiveness of climate policies: opportunities, barriers and implementation issues

Actual levels of GHG mitigation practices in the agricultural sector are below the economic potential for the measures reported above (*medium agreement, limited evidence*). Little progress in implementation has been made because of the costs of implementation and other barriers, including: pressure on agricultural land, demand for agricultural products, competing demands for water as well as various social, institutional and educational barriers (*medium agreement, limited evidence*). Soil carbon sequestration in European croplands, for instance, is likely to be negligible by 2010, despite significant economic potential. Many of these barriers will not be overcome without policy/economic incentives (*medium agreement, limited evidence*) [8.6].

Integrated and non-climate policies affecting emissions of greenhouse gases

The adoption of mitigation practices will often be driven largely by goals not directly related to climate change. This leads to varying mitigation responses among regions, and contributes to uncertainty in estimates of future global mitigation potential. Policies most effective at reducing emissions may be those that also achieve other societal goals. Some rural development policies undertaken to fight poverty, such as water management and agro-forestry, are synergistic with mitigation (*medium agreement, limited evidence*). For

example, agro-forestry undertaken to produce fuel wood or to buffer farm incomes against climate variation may also increase carbon sequestration. In many regions, agricultural mitigation options are influenced most by non-climate policies, including macro-economic, agricultural and environmental policies. Such policies may be based on UN conventions (e.g., Biodiversity and Desertification), but are often driven by national or regional issues. Among the most beneficial non-climate policies are those that promote sustainable use of soils, water and other resources in agriculture since these help to increase soil carbon stocks and minimize resource (energy, fertilizer) waste (*high agreement, medium evidence*) [8.7].

Co-benefits of greenhouse gas mitigation policies

Some agricultural practices yield purely ‘win-win’ outcomes, but most involve trade-offs. Agro-ecosystems are inherently complex. The co-benefits and trade-offs of an agricultural practice may vary from place to place because of differences in climate, soil or the way the practice is adopted (*high agreement, medium evidence*).

In producing bio-energy, for example, if the feedstock is crop residues, soil organic matter may be depleted as less carbon is returned, thus reducing soil quality; conversely, if the feedstock is a densely-rooted perennial crop, soil organic matter may be replenished, thereby improving soil quality.

Many agricultural mitigation activities show synergy with the goals of sustainability. Mitigation policies that encourage efficient use of fertilizers, maintain soil carbon and sustain agricultural production are likely to have the greatest synergy with sustainable development (*high agreement, medium evidence*).

For example, increasing soil carbon can also improve food security and economic returns. Other mitigation options have less certain impacts on sustainable development. For example, the use of some organic amendments may improve carbon sequestration, but impacts on water quality may vary depending on the amendment. Co-benefits often arise from improved efficiency, reduced cost and environmental co-benefits. Trade-offs relate to competition for land, reduced agricultural productivity and environmental stresses (*medium agreement, limited evidence*) [8.4.5].

Technology research, development, deployment, diffusion and transfer

Many of the mitigation strategies outlined for the agriculture sector employ existing technology. For example, reduction in emissions per unit of production will be achieved by increases in crop yields and animal productivity. Such increases in productivity can occur through a wide range of practices – better management, genetically modified crops, improved cultivars, fertilizer-recommendation systems, precision agriculture, improved animal breeds, improved animal nutrition, dietary additives and growth promoters, improved animal fertility, bio-energy feed stocks, anaerobic slurry digestion and CH₄ capture systems – all of which reflect existing technology (*high agreement, much evidence*). Some strategies involve new uses of existing technologies. For example, oils have been used in animal diets for many years to increase dietary energy content, but their role and feasibility as a CH₄ suppressant is still new and not fully defined. For some technologies, more research and development will be needed [8.9].

Long-term outlook

Global food demand may double by 2050, leading to intensified production practices (e.g., increasing use of nitrogen fertilizer). In addition, projected increases in the consumption of livestock products will increase CH₄ and N₂O emissions if livestock numbers increase, leading to growing emissions in the baseline after 2030. (*high agreement, medium evidence*). Agricultural mitigation measures will help to reduce GHG emissions per unit of product, relative to the baseline. However, until 2030 only about 10% of the mitigation potential is related to CH₄ and N₂O. Deployment of new mitigation practices for livestock systems and fertilizer applications will be essential to prevent an increase in emissions from agriculture after 2030.

Projecting long-term mitigation potentials is also hampered by other uncertainties. For example, the effects of climate change are unclear: future climate change may reduce soil carbon-sequestration rates, or could even release soil carbon, though the effect is uncertain as climate change may also increase soil carbon inputs through higher plant production. Some studies have suggested that technological improvements could potentially counteract the negative impacts of climate change on cropland and grassland soil carbon stocks, making technological improvement a key factor in future GHG mitigation. Such technologies could, for example, act through increasing production, thereby increasing carbon returns to the soil and reducing the demand for fresh cropland. (*high agreement, medium evidence*) [8.10].

Region	Forest area (mill. ha)	Annual change (mill. ha/yr)		Carbon stock in living biomass (MTCO ₂)			Growing stock in 2005
	2005	1990-2000	2000-2005	1990	2000	2005	(million m ³)
Africa	635.412	-4.4	-4.0	241267	228067	222933	64957
Asia	571.577	-0.8	1.0	150700	130533	119533	47111
Europe a)	1001.394	0.9	0.7	154000	158033	160967	107264
North and Central America	705.849	-0.3	-0.3	150333	153633	155467	78582
Oceania	206.254	-0.4	-0.4	42533	41800	41800	7361
South America	831.540	-3.8	-4.3	358233	345400	335500	128944
World	3952.026	-8.9	-7.3	1097067	1057467	1036200	434219

Table TS.12: Estimates of forest area, net changes in forest area (negative numbers indicating decrease), carbon stock in living biomass and growing stock in 1990, 2000 and 2005 [Table 9.1].

Note:

a) including whole Russian Federation.

9 Forestry

Since the TAR, new mitigation estimates have become available from the local scale to the global scale. Major economic reviews and global assessments have become available. There is early research into the integration of mitigation and adaptation options and the linkages to sustainable development. There is increased attention on reducing emissions from deforestation as a low cost mitigation option, one that will have significant positive side effects. There is some evidence that climate change impacts can also constrain the mitigation potential of forests.



Status of the sector, development trends including production and consumption, and implications

Global forest cover is 3952 million ha (Table TS.12), about 30% of the world’s land area. Most relevant for the carbon cycle is that between 2000 and 2005 gross deforestation continued at a rate of 12.9 million ha/yr, mainly as a result of converting forests to agricultural land, but also due to expansion of settlements and infrastructure, often for logging. In the 1990s, gross deforestation was slightly higher, 13.1 million ha/yr. Due to afforestation, landscape restoration and natural expansion of forests, the net loss of forest between 2000 and 2005 was 7.3 million ha/yr, with the largest losses in South America, Africa and Southeast Asia. This net rate of loss was lower than the 8.9 million ha/yr loss in the 1990s (*medium agreement, medium evidence*) [9.2.1].

Emission sources and sinks; trends

On the global scale, during the last decade of the 20th century, deforestation in the tropics and forest regrowth in the temperate zone and parts of the boreal zone remained the major factors responsible for CO₂ emissions and removals, respectively (Table TS.12, Figure TS.21). Emissions from deforestation in the 1990s are estimated at 5.8 GtCO₂/yr.

However, the extent to which the loss of carbon due to tropical deforestation is offset by expanding forest areas and accumulating woody biomass in the boreal and temperate zone is an area of disagreement between actual land observations and estimates using top-down models. The top-down methods based on inversion of atmospheric transport models estimate the net terrestrial carbon sink for the 1990s, the balance of sinks in northern latitudes and sources in the tropics, to be about 9.5 GtCO₂. The new estimates are consistent with the increase previously found in the terrestrial carbon sink in the 1990s over the 1980s, but the new sink estimates and the rate of increase may be smaller than previously reported. The residual sink estimate resulting from inversion of atmospheric transport models is significantly higher than any global sink estimate based on land observations.

The growing understanding of the complexity of the effects of land-surface change on the climate system shows the importance of considering the role of surface albedo, the

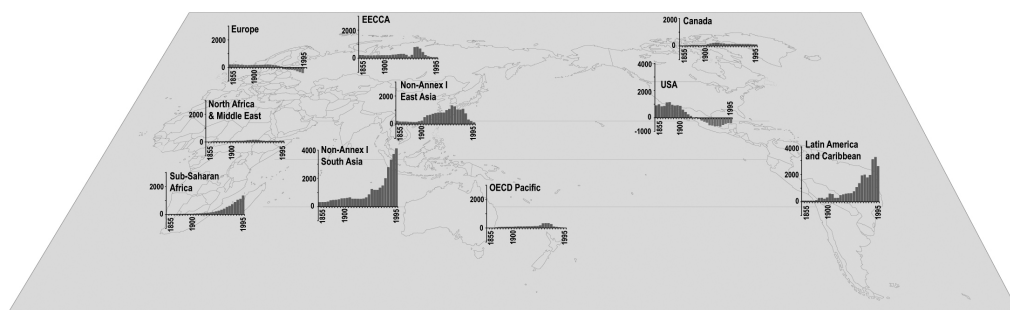


Figure TS.21: Historical forest carbon balance (MtCO₂) per region, 1855–2000 [Figure 9.2].

Notes:

green = sink. EECCA =Countries of Eastern Europe, the Caucasus and Central Asia. Data averaged per 5-year period; year marks starting year of period.

fluxes of sensible and latent heat, evaporation and other factors in formulating policy for climate change mitigation in the forest sector. Complex modelling tools are needed to fully consider the climatic effect of changing land surface and to manage carbon stocks in the biosphere, but are not yet available. The potential effect of projected climate change on the net carbon balance in forests remains uncertain [9.3; 9.4].

As even the current functioning of the biosphere is uncertain, projecting the carbon balance of the global forestry sector remains very difficult. Generally, there is a lack of widely accepted studies and thus a lack of baselines. Trends for development in non-OECD countries, and thus of the deforestation rate, are unclear. In OECD countries and in economies in transition, development of management trends, the wood market, and impacts of climate change remain unclear. Long-term models as reported in Chapter 3, show baseline CO₂ emissions from land-use change and forestry in 2030 that are the same or slightly lower than in 2000 (medium agreement, medium evidence) [9.3; 9.4].

Description and assessment of mitigation technologies and practices, options and potentials, costs and sustainability

Terrestrial carbon dynamics are characterized by long periods of small rates of carbon uptake per hectare, interrupted by short periods of rapid and large releases of carbon during disturbances or harvest. While individual stands in a forest may be sources or sinks, the carbon balance of the forest is determined by the sum of the net balance of all stands.

Options available to reduce emissions by sources and/or increase removals by sinks in the forest sector are grouped into four general categories:

- maintaining or increasing the forest area;
- maintaining or increasing the site-level carbon density;
- maintaining or increasing the landscape-level carbon density and
- increasing off-site carbon stocks in wood products and enhancing product and fuel substitution.

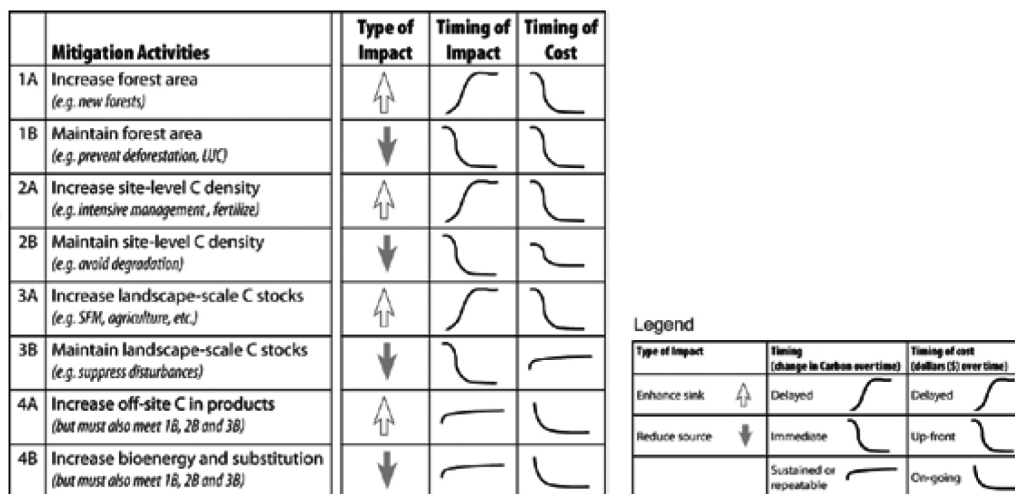


Figure TS.22: Generalized summary of the options available in the forest sector and their type and timing of effects on carbon stocks and the timing of costs [Figure 9.4].

Each mitigation activity has a characteristic time sequence of actions, carbon benefits and costs (Figure TS.22). Relative to a baseline, the largest short-term gains are always achieved through mitigation activities aimed at avoiding emissions (reduced deforestation or degradation, fire protection, slash burning, etc.).

All forest-management activities aimed at increasing site-level and landscape-level carbon density are common practices that are technically feasible, but the extent and area over which they can be implemented could be increased considerably. Economic considerations are typically the main constraint, because retaining additional carbon on site delays revenues from harvest.

In the long term, a sustainable forest-management strategy aimed at maintaining or increasing forest carbon stocks, while producing an annual yield of timber, fibre or energy from the forest, will generate the largest sustained mitigation benefit.

Regional modelling assessments

Bottom-up regional studies show that forestry mitigation options have the economic potential (at costs up to 100 US\$/tCO₂-eq) to contribute 1.3-4.2 MtCO₂/yr (average 2.7 GtCO₂/yr) in 2030 excluding bio-energy. About 50% can be achieved at a cost under 20 US\$/tCO₂ (1.6 GtCO₂/yr) with large differences between regions. The combined effects of reduced deforestation and degradation, afforestation, forest management, agroforestry and bio-energy have the potential to increase from the present to 2030 and beyond. This analysis assumes gradual implementation of mitigation activities starting now (*medium agreement, medium evidence*) [9.4.4].

Global top-down models predict mitigation potentials of 13.8 GtCO₂-eq/yr in 2030 at carbon prices less than or equal to 100 US\$/tCO₂. The sum of regional predictions is 22% of this value for the same year. Regional studies tend to use more detailed data and consider a wider range of mitigation options, and thus may more accurately reflect regional circumstances and constraints than simpler, more aggregated global models. However, regional studies vary in model structure, coverage, analytical approach and assumptions (including baseline assumptions). Further research is required to narrow the gap in the estimates of mitigation potential from global and regional assessments (*medium agreement, medium evidence*) [9.4.3].

The best estimate of the economic mitigation potential for the forestry sector at this stage therefore cannot be more certain than a range between 2.7 and 13.8 GtCO₂/yr in 2030, for costs <100 US\$/tCO₂; for costs <20 US\$/tCO₂ the range is 1.6 to 5 GtCO₂/yr. About 65% of the total mitigation potential (up to 100 US\$/tCO₂-eq) is located in the tropics and about 50% of the total could be achieved by reducing emissions from deforestation (low agreement, medium evidence).

Forestry can also contribute to the provision of bio-energy from forest residues. The potential of bio-energy, however, is counted in the power supply, transportation (biofuels), industry and building sectors (see Chapter 11 for an overview). Based on bottom-up studies of potential biomass supply from forestry, and assuming that all of that will be used (which depends entirely on the cost of forestry biomass compared with other sources) a contribution in the order of 0.4 GtCO₂/yr could come from forestry.

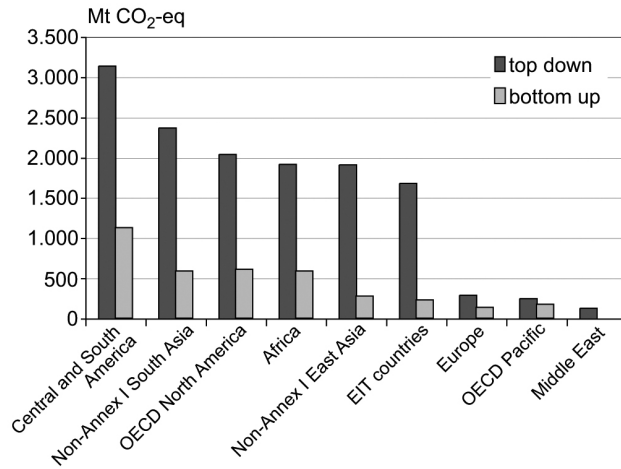


Figure TS.23: Comparison of outcomes of economic mitigation potential at <100 US\$/tCO₂-eq in 2030 in the forestry sector, as based on top-down global models versus the regional modelling [Figure 9.13].

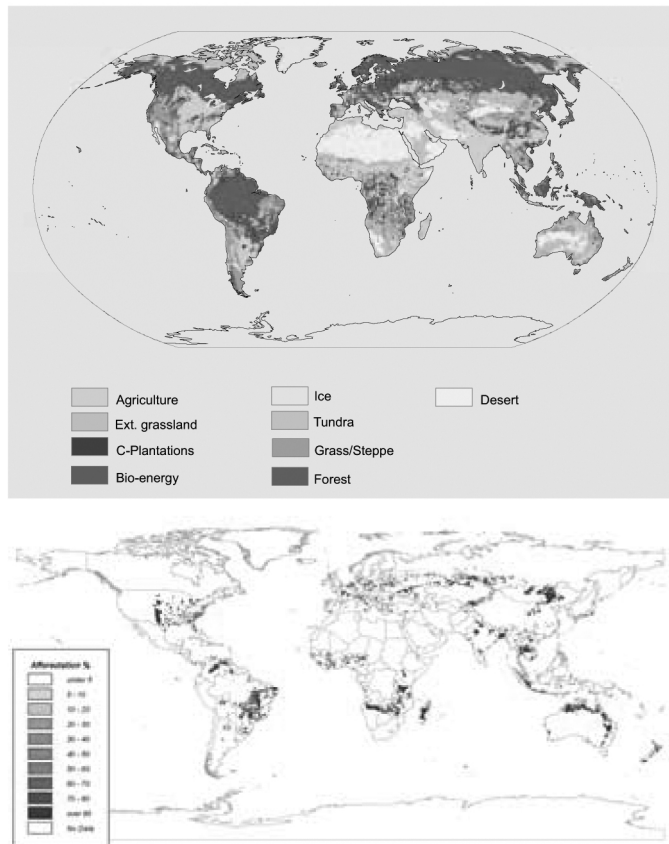


Figure TS.24: Allocation of global afforestation activities as given by two global top-down models. Top: location of bio-energy and carbon plantations in the world in 2100; bottom: percentage of a grid cell afforested in 2100 [Figure 9.11].

Global top-down models are starting to provide insight on where and which of the carbon mitigation options can best be allocated on the globe (Figure TS.24).

Interactions of mitigation options with vulnerability and adaptation

Mitigation activities for forestry can be designed to be compatible with adapting to climate change, maintaining biodiversity and promoting sustainable development. Comparing environmental and social co-benefits and costs with the carbon benefit will highlight trade-offs and synergies and help promote sustainable development.

The literature on the interaction between forestry mitigation and climate change is in its infancy. Forests are likely to be impacted by climate change, which could reduce their mitigation potential. A primary management adaptation option is to reduce as many ancillary stresses on the forest as possible. Maintaining widely dispersed and viable populations of individual species minimizes the probability of localized catastrophic events causing species extinction. Formation of protected areas or nature reserves is an example of mitigation as well as adaptation. Protecting areas (with corridors) also leads to conservation of biodiversity, in turn reducing vulnerability to climate change.

Forestry-mitigation projects provide adaptation co-benefits for other sectors. Examples include agro-forestry reducing the vulnerability to drought of rain-fed crop income, mangroves reducing the vulnerability of coastal settlements, and shelter belts slowing desertification (*medium agreement, medium evidence*) [9.5].

Effectiveness of and experience with climate policies, potentials, barriers and opportunities/implementation issues

Forestry can make a very significant contribution to a low cost global mitigation portfolio that provides synergies with adaptation and sustainable development. Chapter 9 of this report identifies a whole set of options and policies to achieve this mitigation potential. However, this opportunity has so far not been taken because of the current institutional context, lack of incentives for forest managers and lack of enforcement of existing regulations. Without better policy instruments, only a small portion of this potential is likely to be realized.

Realization of the mitigation potential requires institutional capacity, investment capital, technology, R&D and transfer, as well as appropriate (international) policies and incentives. In many regions, their absence has been a barrier to implementation of forestry-mitigation activities. Notable exceptions exist, however, such as regional successes in reducing deforestation rates and implementing afforestation programmes (*high agreement, much evidence*).

Multiple and location-specific strategies are required to guide mitigation policies in the sector. The optimum choices depend on the current state of the forests, the dominant drivers of forest change, and the anticipated future dynamics of the forests within each region. Participation of all stakeholders and policy-makers is necessary to promote mitigation projects and design an optimal mix of measures. Integration of mitigation in the forestry sector into land-use planning could be important in this respect.

Most existing policies to slow tropical deforestation have had minimal impact due to lack of regulatory and institutional capacity or countervailing profitability incentives. In addition to more dedicated enforcement of regulations, well-constructed carbon markets

or other environmental service payment schemes may help overcome barriers to reducing deforestation by providing positive financial incentives for retaining forest cover.

There have been several proposals to operationalize activities post 2012, including market-based as well as non-market based approaches; for example, through a dedicated fund to voluntarily reduce emissions from deforestation. Policy measures such as subsidies and tax exemptions have been used successfully to encourage afforestation and reforestation both in developed and developing countries. Care must be taken, however, to avoid possible negative environmental and social impacts of largescale plantation establishment.

Despite relative low costs and many potential positive side effects of afforestation and reforestation under the Clean Development Mechanism (CDM), not many project activities are yet being implemented due to a number of barriers, including the late agreement on and complexity of the rules governing afforestation and reforestation CDM project activities. The requirements for forestry mitigation projects to become viable on a larger scale include certainty over future commitments, streamlined and simplified rules, and reductions in transaction costs. Standardization of project assessment can play an important role in overcoming uncertainties among potential buyers, investors and project participants (*high agreement, medium evidence*) [9.6].

Forests and Sustainable Development

While the assessment in the forestry chapter identifies remaining uncertainties about the magnitude of the mitigation benefits and costs, the technologies and knowledge required to implement mitigation activities exist today. Forestry can make a significant and sustained contribution to a global mitigation portfolio, while also meeting a wide range of social, economic and ecological objectives. Important co-benefits can be gained by considering forestry mitigation options as an element of broader land-management plans.

Plantations can contribute positively, for example, to employment, economic growth, exports, renewable energy supply and poverty alleviation. In some instances, plantations may also lead to negative social impacts such as loss of grazing land and source of traditional livelihoods. Agro-forestry can produce a wide range of economic, social and environmental benefits; probably wider than large-scale afforestation. Since ancillary benefits tend to be local rather than global, identifying and accounting for them can reduce or partially compensate the costs of the mitigation measures (*high agreement, medium evidence*) [9.7].

Technology research, development, deployment, diffusion and transfer

The deployment, diffusion and transfer of technologies such as improved forest-management systems, forest practices and processing technologies including bio-energy, are key to improving the economic and social viability of the different mitigation options. Governments could play a critical role in providing targeted financial and technical support, promoting the participation of communities, institutions and NGOs (*high agreement, much evidence*) [9.8].

Long-term outlook

Uncertainties in the carbon cycle, the uncertain impacts of climate change on forests and its many dynamic feedbacks, time-lags in the emission-sequestration processes, as

well as uncertainties in future socio-economic paths (e.g., to what extent deforestation can be substantially reduced in the coming decades) cause large variations in future carbon balance projections for forests.

Overall, it is expected that in the long-term, mitigation activities will help increase the carbon sink, with the net balance depending on the region. Boreal primary forests will either be small sources or sinks depending on the net effect of enhancement of growth versus a loss of soil organic matter and emissions from increased fires. Temperate forests will probably continue to be net carbon sinks, favoured also by enhanced forest growth due to climate change. In the tropical regions, human-induced land-use changes are expected to continue to drive the dynamics for decades. Beyond 2040, depending very particularly on the effectiveness of policies aimed at reducing forest degradation and deforestation, tropical forests may become net sinks, depending on the influence of climate change. Also, in the medium to long term, commercial bio-energy is expected to become increasingly important.

Developing optimum regional strategies for climate change mitigation involving forests will require complex analyses of the trade-offs (synergies and competition) in land-use between forestry and other land-uses, trade-offs between forest conservation for carbon storage and other environmental services such as biodiversity and watershed conservation and sustainable forest harvesting to provide society with carbon-containing fibre, timber and bio-energy resources, and tradeoffs among utilization strategies of harvested wood products aimed at maximizing storage in long-lived products, recycling, and use for bio-energy [9.9].

10 Waste management

Status of the sector, development trends and implications

Waste generation is related to population, affluence and urbanization. Current global rates of post-consumer waste generation are estimated to be 900-1300 Mt/yr. Rates have been increasing in recent years, especially in developing countries with rapid population growth, economic growth and urbanization. In highly developed countries, a current goal is to decouple waste generation from economic driving forces such as GDP — recent trends suggest that per capita rates of post-consumer waste generation may be peaking as a result of recycling, re-use, waste minimization, and other initiatives (*medium agreement, medium evidence*) [10.1, 10.2].

Post-consumer waste is a small contributor to global GHG emissions (<5%), with landfill CH₄ accounting for >50% of current emissions. Secondary sources of emissions are wastewater CH₄ and N₂O; in addition, minor emissions of CO₂ result from incineration of waste containing fossil carbon. In general, there are large uncertainties with respect to quantification of direct emissions, indirect emissions and mitigation potentials for the waste sector, which could be reduced by consistent and coordinated data collection and analysis at the national level. There are currently no inventory methods for annual quantification of GHG emissions from waste transport, nor for annual emissions of fluorinated gases from post-consumer waste (*high agreement, much evidence*) [10.3].

It is important to emphasize that post-consumer waste constitutes a significant renewable energy resource that can be exploited through thermal processes (incineration

and industrial co-combustion), landfill gas utilization and use of anaerobic digester biogas. Waste has an economic advantage in comparison to many biomass resources because it is regularly collected at public expense. The energy content of waste can be most efficiently exploited using thermal processes: during combustion, energy is obtained directly from biomass (paper products, wood, natural textiles, food) and from fossil carbon sources (plastics, synthetic textiles). Assuming an average heating value of 9 GJ/t, global waste contains >8 EJ of available energy, which could increase to 13 EJ (nearly 2% of primary energy demand) in 2030 (*medium agreement, medium evidence*) [10.1]. Currently, more than 130 million tonnes/yr of waste are combusted worldwide, which is equivalent to >1 EJ/yr. The recovery of landfill CH₄ as a source of renewable energy was commercialized more than 30 years ago with a current energy value of >0.2 EJ/yr. Along with thermal processes, landfill gas and anaerobic digester gas can provide important local sources of supplemental energy (*high agreement, much evidence*) [10.1, 10.3].

Because of landfill gas recovery and complementary measures (increased recycling and decreased landfilling through the implementation of alternative technologies), emissions of CH₄ from landfills in developed countries have been largely stabilized. Choices for mature, large-scale waste management technologies to avoid or reduce GHG emissions compared with landfilling include incineration for waste-to-energy and biological processes such as composting or mechanicalbiological treatment (MBT). However, in developing countries, landfill CH₄ emissions are increasing as more controlled (anaerobic) landfilling practices are being implemented. This is especially true for rapidly urbanizing areas where engineered landfills provide a more environmentally acceptable waste disposal strategy than open dumpsites by reducing disease vectors, toxic odours, uncontrolled combustion and pollutant emissions to air, water and soil. Paradoxically, higher GHG emissions occur as the aerobic production of CO₂ (by burning and aerobic decomposition) is shifted to anaerobic production of CH₄. To a large extent, this is the same transition to sanitary landfilling that occurred in many developed countries during 1950–1970. The increased CH₄ emissions can be mitigated by accelerating the introduction of engineered gas recovery, aided by Kyoto mechanisms such as CDM and Joint Implementation (JI). As of late October 2006, landfill gas recovery projects accounted for 12% of the average annual Certified Emission Reductions (CERs) under CDM. In addition, alternative waste management strategies such as recycling and composting can be implemented in developing countries. Composting can provide an affordable, sustainable alternative to engineered landfills, especially where more labour-intensive, lower-technology strategies are applied to selected biodegradable waste streams (*high agreement, medium evidence*) [10.3].

Recycling, re-use and waste minimization initiatives, both public and private, are indirectly reducing GHG emissions by decreasing the mass of waste requiring disposal. Depending on regulations, policies, markets, economic priorities and local constraints, developed countries are implementing increasingly higher recycling rates to conserve resources, offset fossil fuel use, and avoid GHG generation. Quantification of global recycling rates is not currently possible because of varying baselines and definitions; however, local reductions of >50% have been achieved. Recycling could be expanded practically in many countries to achieve additional reductions. In developing countries, waste scavenging and informal recycling are common practices. Through various diversion and small-scale recycling activities, those who make their living from decentralized waste management can significantly reduce the mass of waste that requires more centralized solutions. Studies indicate that lowtechnology recycling activities can also generate significant employment

through creative microfinance and other smallscale investments. The challenge is to provide safer, healthier working conditions than currently experienced by waste scavengers at uncontrolled dumpsites (*medium agreement, medium evidence*) [10.3].

For wastewater, only about 60% of the global population has sanitation coverage (sewerage). For wastewater treatment, almost 90% of the population in developed countries but less than 30% in developing countries has improved sanitation (including sewerage and waste water treatment, septic tanks, or latrines). In addition to GHG mitigation, improved sanitation and wastewater management provide a wide range of health and environmental co-benefits (*high agreement, much evidence*) [10.2, 10.3].

With respect to both waste and wastewater management in developing countries, two key constraints to sustainable development are the lack of financial resources and the selection of appropriate and truly sustainable technologies for a particular setting. It is a significant and costly challenge to implementing waste and wastewater collection, transport, recycling, treatment and residuals management in many developing countries. However, the implementation of sustainable waste and wastewater infrastructure yields multiple co-benefits to assist with the implementation of Millennium Development Goals (MDGs) via improved public health, conservation of water resources, and reduction of untreated discharges to air, surface water, groundwater, soils and coastal zones (*high agreement, much evidence*) [10.4].

Emission trends

With total 2005 emissions of approximately 1300 MtCO₂-eq/yr, the waste sector contributes about 2–3% of total GHG emissions from Annex I and EIT countries and 4–5% from non-Annex I countries (see Table TS.13). For 2005–2020, business-as-usual (BAU) projections indicate that landfill CH₄ will remain the largest source at 55–60% of the total. Landfill CH₄ emissions are stabilizing and decreasing in many developed countries as a result of increased landfill gas recovery combined with waste diversion from landfills through recycling, waste minimization and alternative thermal and biological waste management strategies. However, landfill CH₄ emissions are increasing in developing countries because of larger quantities of municipal solid waste from rising urban populations, increasing economic development and, to some extent, the replacement of open burning and dumping by engineered landfills. Without additional measures, a 50% increase in landfill CH₄ emissions from 2005 to 2020 is projected, mainly from the Non-Annex I countries. Wastewater emissions of CH₄ and N₂O from developing countries are also rising rapidly with increasing urbanization and population. Moreover, because the wastewater emissions in Table TS.13 are based on human sewage

Source	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	Notes
Landfill CH ₄	550	585	590	635	700	795	910	Averaged using 1996/2006 guidelines
Wastewater ^a CH ₄	450	490	520	590	600	630	670	1996 guidelines
Wastewater ^a N ₂ O	80	90	90	100	100	100	100	1996 guidelines
Incineration CO ₂	40	40	50	50	50	60	60	2006 guidelines
Total	1120	1205	1250	1375	1450	1585	1740	

Table TS.13: Trends for GHG emissions from waste using 1996 and 2006 UNFCCC inventory guidelines, extrapolations and BAU projections (MtCO₂-eq, rounded) [Table 10.3].

Note:

^{a)} wastewater emissions are underestimated - see text.

only and are not available for all developing countries, these emissions are underestimated (*high agreement, medium evidence*) [10.1, 10.2, 10.3, 10.4].

Description and assessment of mitigation technologies and practices, options and potentials, costs and sustainability

Existing waste management technologies can effectively mitigate GHG emissions from this sector – a wide range of mature, low- to high-technology, environmentally effective strategies are commercially available to mitigate emissions and provide co-benefits for improved public health and safety, soil protection, pollution prevention and local energy supply. Collectively, these technologies can directly reduce GHG emissions (through landfill CH₄ recovery and utilization, improved landfill practices, engineered wastewater management, utilization of anaerobic digester biogas) or avoid significant GHG generation (through controlled composting of organic waste, state-of-the-art incineration, expanded sanitation coverage). In addition, waste minimization, recycling and reuse represent an important and increasing potential for indirect reduction of GHG emissions through the conservation of raw materials, improved energy and resource efficiency and fossil fuel avoidance. For developing countries, environmentally responsible waste management at an appropriate level of technology promotes sustainable development and improves public health (*high agreement, much evidence*) [10.4].

Because waste management decisions are often made locally without concurrent quantification of GHG mitigation, the importance of the waste sector for reducing global GHG emissions has been underestimated (*high agreement, medium evidence*) [10.1; 10.4]. Flexible strategies and financial incentives can expand waste management options to achieve GHG mitigation goals – in the context of integrated waste management, local technology decisions are a function of many competing variables, including waste quantity and characteristics, cost and financing issues, regulatory constraints and infrastructure requirements, including available land area and collection/ transportation considerations. Life-cycle assessment (LCA) can provide decision-support tools (*high agreement, much evidence*) [10.4].

Landfill CH₄ emissions are directly reduced through engineered gas extraction and recovery systems consisting of vertical wells and/or horizontal collectors. In addition, landfill gas offsets the use of fossil fuels for industrial or commercial process heating, onsite generation of electricity or as a feedstock for synthetic natural gas fuels. Commercial recovery of landfill CH₄ has occurred at full scale since 1975 with documented utilization in 2003 at 1150 plants recovering 105 MtCO₂-eq/yr. Because there are also many projects that flare gas without utilization, the total recovery is likely to be at least double this figure (*high agreement, medium evidence*) [10.1; 10.4]. A linear regression using historical data from the early 1980s to 2003 indicates a growth rate for landfill CH₄ utilization of approximately 5% per year. In addition to landfill gas recovery, the further development and implementation of landfill ‘biocovers’ can provide an additional low cost, biological strategy to mitigate emissions since landfill CH₄ (and non-methane volatile organic compounds (NMVOCs)) emissions are also reduced by aerobic microbial oxidation in landfill-cover soils (*high agreement, much evidence*) [10.4].

Incineration and industrial co-combustion for waste-to-energy provide significant renewable energy benefits and fossil fuel offsets at >600 plants worldwide, while producing very minor GHG emissions compared with landfilling. Thermal processes with advanced emission controls are a proven technology but more costly than controlled landfilling with landfill gas recovery (*high agreement, medium evidence*) [10.4].

Controlled biological processes can also provide important GHG mitigation strategies, preferably using source-separated waste streams. Aerobic composting of waste avoids GHG generation and is an appropriate strategy for many developed and developing countries, either as a stand-alone process or as part of mechanicalbiological treatment. In many developing countries, notably China and India, small-scale low-technology anaerobic digestion has also been practised for decades. Since higher-technology incineration and composting plants have proved unsustainable in a number of developing countries, lower-technology composting or anaerobic digestion can be implemented to provide sustainable waste management solutions (*high agreement, medium evidence*) [10.4].

For 2030, the total economic reduction potential for CH₄ emissions from landfilled waste at costs of <20 US\$/tCO₂-eq ranges between 400 and 800 MtCO₂-eq. Of this total, 300–500 MtCO₂-eq/yr has negative cost (Table TS.14). For the long term, if energy prices continue to increase, there will be more profound changes in waste management strategies related to energy and materials recovery in both developed and developing countries. Thermal processes, which have higher unit costs than landfilling, become more viable as energy prices increase. Because landfills continue to produce CH₄ for many decades, both thermal and biological processes are complementary to increased landfill gas recovery over shorter time frames (*high agreement, limited evidence*) [10.4].

For wastewater, increased levels of improved sanitation in developing countries can provide multiple benefits for GHG mitigation, improved public health, conservation of water resources and reduction of untreated discharges to water and soils. Historically, urban sanitation in developed countries has focused on centralized sewerage and wastewater treatment plants, which are too expensive for rural areas with low population density and may not be practical to implement in rapidly growing, peri-urban areas with high population density. It has been demonstrated that a combination of low cost technology with concentrated efforts for community acceptance, participation and management can successfully expand sanitation coverage. Wastewater is also a secondary water resource in countries with water shortages where water re-use and recycling could assist many developing and developed countries with irregular water supplies. These measures also encourage smaller wastewater treatment plants with reduced nutrient loads and proportionally lower GHG emissions. Estimates of global or regional mitigation costs and potentials for wastewater are not currently available (*high agreement, limited evidence*) [10.4].

Region	Projected emissions in 2030 (MtCO ₂ -eq)	Total economic mitigation potential at <100 US\$/tCO ₂ -eq (MtCO ₂ -eq)	Economic mitigation potential (MtCO ₂ -eq) at various cost categories (US\$/tCO ₂ -eq)			
			<0	0-20	20-50	50-100
OECD	360	100-200	100-120	20-100	0-7	1
EIT	180	100	30-60	20-80	5	1-10
Non-OECD	960	200-700	200-300	30-100	0-200	0-70
Global	1500	400-1000	300-500	70-300	5-200	10-70

Table TS.14: Ranges for economic mitigation potential for regional landfill CH₄ emissions at various cost categories in 2030, see notes [Table 10.5].

Notes:

- ¹⁾ Costs and potentials for wastewater mitigation are not available.
- ²⁾ Regional numbers are rounded to reflect the uncertainty in the estimates and may not equal global totals.
- ³⁾ Landfill carbon sequestration not considered.
- ⁴⁾ The timing of measures limiting landfill disposal affects the annual mitigation potential in 2030. The upper limits assume that landfill disposal is limited in the coming years to 15% of the waste generated globally. The lower limits reflect a more realistic timing for implementation of measures reducing landfill disposal.



Effectiveness of and experience with climate policies, potentials, barriers and opportunities/implementation issues

Because landfill CH₄ is the dominant GHG from this sector, a major strategy is the implementation of standards that encourage or mandate landfill CH₄ recovery. In developed countries, landfill CH₄ recovery has increased as a result of direct regulations requiring landfill gas capture, voluntary measures including GHG-emissions credits trading and financial incentives (including tax credits) for renewable energy or green power. In developing countries, it is anticipated that landfill CH₄ recovery will increase during the next two decades as controlled landfilling is phased in as a major waste disposal strategy. JI and the CDM have already proved to be useful mechanisms for external investment from industrialized countries, especially for landfill gas recovery projects where the lack of financing is a major impediment. The benefits are twofold: reduced GHG emissions with energy benefits from landfill CH₄ plus upgraded landfill design and operations. Currently (late October 2006), under the CDM, the annual average CERs for the 33 landfill gas recovery projects constitute about 12% of the total. Most of these projects (Figure TS.25) are located in Latin-American countries (72% of landfill gas CERs), dominated by Brazil (9 projects; 48% of CERs) (*high agreement, medium evidence*) [10.4].

In the EU, landfill gas recovery is mandated at existing sites, while the landfilling of organic waste is being phased out via the landfill directive (1999/31/EC). This directive requires, by 2016, a 65% reduction relative to 1995 in the mass of biodegradable organic waste that is landfilled annually. As a result, post-consumer waste is being diverted to incineration and to mechanical and biological treatment (MBT) before landfilling to recover recyclables and reduce the organic carbon content. In 2002, EU waste-to-energy plants generated about 40 million GJ of electrical and 110 million GJ of thermal energy, while between 1990 and 2002, landfill CH₄ emissions in the EU decreased by almost 30% due to the landfill directive and related national legislation (*high agreement, much evidence*) [10.4, 10.5].

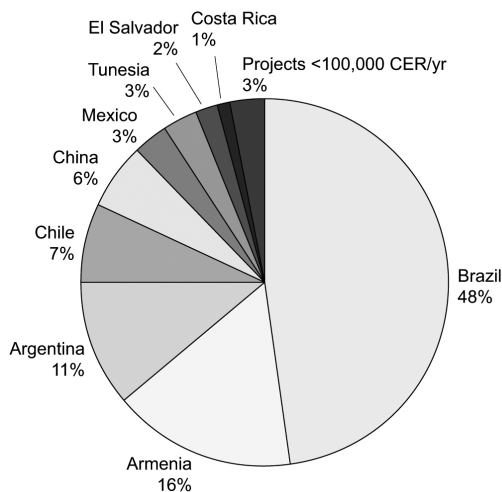


Figure TS.25: Distribution of landfill gas CDM projects based on average annual CERs for registered projects late October, 2006 [Figure 10.9].

Note: Includes 11 MtCO₂-eq/yr CERs for landfill CH₄ out of 91 MtCO₂-eq/yr total. Projects <100,000 CERs/yr are located in Israel, Bolivia, Bangladesh and Malaysia.

Integrated and non-climate policies affecting emissions of greenhouse gases: GHG mitigation as the co-benefit of waste policies and regulations; role of sustainable development

GHG mitigation is often not the primary driver, but is itself a co-benefit of policies and measures in the waste sector that address broad environmental objectives, encourage energy recovery from waste, reduce use of virgin materials, restrict choices for ultimate waste disposal, promote waste recycling and re-use and encourage waste minimization. Policies and measures to promote waste minimization, re-use and recycling indirectly reduce GHG emissions from waste. These measures include Extended Producer Responsibility (EPR), unit pricing (or PAYT/'Pay As You Throw') and landfill taxes. Other measures include separate and efficient collection of recyclables together with both unit pricing and landfill tax systems. Some Asian countries are encouraging 'circular economy' or 'sound material-cycle society' as a new development strategy whose core concept is the circular (closed) flow of materials and the use of raw materials and energy through multiple phases. Because of limited data, differing baselines and other regional conditions, it is not currently possible to quantify the global effectiveness of these strategies in reducing GHG emissions (*medium agreement, medium evidence*) [10.5].

In many countries, waste and wastewater management policies are closely integrated with environmental policies and regulations pertaining to air, water and soil quality as well as to renewable energy initiatives. Renewable-energy programmes include requirements for electricity generation from renewable sources, mandates for utilities to purchase power from small renewable providers, renewable energy tax credits, and green power initiatives, which allow consumers to choose renewable providers. In general, the decentralization of electricity generation capacity via renewables can provide strong incentives for electrical generation from landfill CH₄ and thermal processes for waste-to-energy (*high agreement, much evidence*) [10.5].

Although policy instruments in the waste sector consist mainly of regulations, there are also economic measures in a number of countries to encourage particular waste management technologies, recycling and waste minimization. These include incinerator subsidies or tax exemptions for waste-to-energy. Thermal processes can most efficiently exploit the energy value of post-consumer waste, but must include emission controls to limit emissions of secondary air pollutants. Subsidies for the construction of incinerators have been implemented in several countries, usually combined with standards for energy efficiency. Tax exemptions for electricity generated by waste incinerators and for waste disposal with energy recovery have also been adopted (*high agreement, much evidence*) [10.5].

The co-benefits of effective and sustainable waste and wastewater collection, transport, recycling, treatment and disposal include GHG mitigation, improved public health, conservation of water resources and reductions in the discharge of untreated pollutants to air, soil, surface water and groundwater. Because there are many examples of abandoned waste and wastewater plants in developing countries, it must be stressed that a key aspect of sustainable development is the selection of appropriate technologies that can be sustained within the specific local infrastructure (*high agreement, medium evidence*) [10.5].

Technology research, development and diffusion

In general, the waste sector is characterized by mature technologies that require further diffusion in developing countries. Advances under development include:

- **Landfilling:** Implementation of optimized gas collection systems at an early stage of landfill development to increase long-term gas collection efficiency. Optimization of landfill biodegradation (bioreactors) to provide greater process control and shorter waste degradation lifetimes. Construction of landfill ‘biocovers’ that optimize microbial oxidation of CH₄ and NMVOCs to minimize emissions.
- **Biological processes:** For developing countries, lowertechonology, affordable sustainable composting and anaerobic digestion strategies for source-separated biodegradable waste.
- **Thermal processes:** Advanced waste-to-energy technologies that can provide higher thermal and electrical efficiencies than current incinerators (10–20% net electrical efficiency). Increased implementation of industrial co-combustion using feedstocks from various waste fractions to offset fossil fuels. Gasification and pyrolysis of source-separated waste fractions in combination with improved, lower-cost separation technologies for production of fuels and feedstocks.
- **Recycling, re-use, waste minimization, pre-treatment** (improved mechanical-biological treatment processes) Innovations in recycling technology and process improvements resulting in decreased use of virgin materials, energy conservation, and fossil fuel offsets. Development of innovative but lowtechnology recycling solutions for developing countries.
- **Wastewater:** New low-technology ecological designs for improved sanitation at the household and small community level, which can be implemented sustainably for efficient small-scale wastewater treatment and water conservation in both developed and developing countries (*high agreement, limited evidence*) [10.5; 10.6].

Long-term outlook, systems transitions

To minimize future GHG emissions from the waste sector, it is important to preserve local options for a wide range of integrated and sustainable management strategies. Furthermore, primary reductions in waste generation through recycling, reuse, and waste minimization can provide substantial benefits for the conservation of raw materials and energy. Over the long term, because landfills continue to produce CH₄ for decades, landfill gas recovery will be required at existing landfills even as many countries change to non-landfilling technologies such as incineration, industrial co-combustion, mechanical-biological treatment, large-scale composting and anaerobic digestion. In addition, the ‘back-up’ landfill will continue to be a critical component of municipal solid waste planning. In developing countries, investment in improved waste and wastewater management confers significant co-benefits for public health and safety, environmental protection and infrastructure development.

11 Mitigation from a cross-sectoral perspective

Mitigation options across sectors

While many of the technological, behavioural and policy options mentioned in Chapters 4–10 concern specific sectors, some technologies and policies reach across many sectors; for example, the use of biomass and the switch from highcarbon fuels to gas affect energy supply, transport, industry and buildings. Apart from potentials for common technologies, these examples also highlight possible competition for resources, such as finance and R&D support [11.2.1].

The bottom-up compilation of mitigation potentials by sector is complicated by interactions and spill-overs between sectors, over time and over regions and markets. A series of formal procedures has been used to remove potential double counting, such as reduction of the capacity needed in the power sector due to electricity saving in industry and the buildings sector. An integration of sector potentials in this way is required to summarize the sectoral assessments of Chapters 4–10. The uncertainty of the outcome is influenced by issues of comparability of sector calculations, difference in coverage between the sectors (e.g., the transport sector) and the aggregation itself, in which only the main and direct sector interactions have been taken into account [11.3.1].

The top-down estimates were derived from stabilization scenarios, i.e., runs towards long-term stabilization of atmospheric GHG concentration [3.6].

Figure TS.26A and Table TS.15 show that the bottom-up assessments emphasize the opportunities for no-regrets options in many sectors, with a bottom-up estimate for all sectors by 2030 of about 6 GtCO₂-eq at negative costs; that is, net benefits. A large share of the no-regrets options is in the building sector. The total for bottom-up low cost options (no-regrets and other options costing less than 20 US\$/tCO₂-eq) is around 13 GtCO₂-eq (ranges are discussed below). There are additional bottom-up potentials of around 6 and 4 GtCO₂-eq at additional costs of <50 and 100 US\$/tCO₂-eq respectively (*medium agreement, medium evidence*) [11.3.1].

There are several qualifications to these estimates in addition to those mentioned above. First, in the bottom-up estimates a set of emission-reduction options, mainly for co-generation, parts of the transport sector and non-technical options such as behavioural changes, are excluded because the available literature did not allow a reliable assessment. It is estimated that the bottom-up potentials are therefore underestimated by 10–15%. Second, the chapters identify a number of key sensitivities that have not been quantified, relating to energy prices, discount rates and the scaling-up of regional results for the agricultural and forestry options. Third, there is a lack of estimates for many EIT countries and substantial parts of the non-OECD/EIT region [11.3.1].

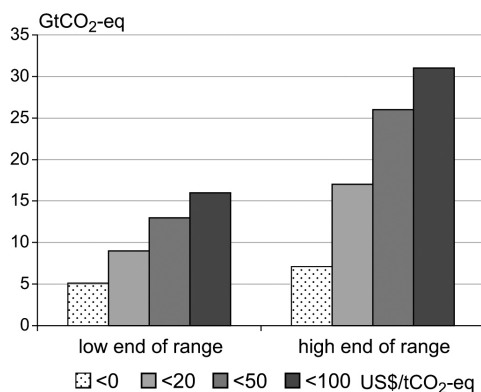


Figure TS.26A: Global economic mitigation potential in 2030 estimated from bottom-up studies. Data from Table TS.15. [Figure 11.3].

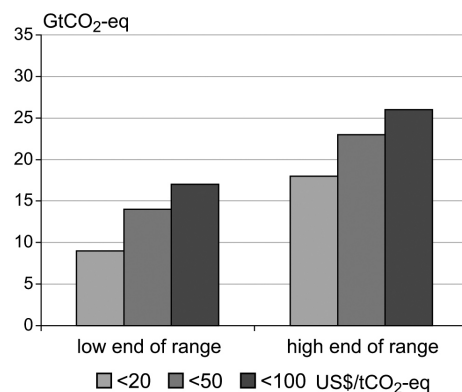


Figure TS.26A: Global economic mitigation potential in 2030 estimated from bottom-up studies. Data from Table TS.15. [Figure 11.3].

The estimates of potentials at carbon prices <20 US\$/tCO₂-eq are lower than the TAR bottom-up estimates that were evaluated for carbon prices <27 US\$/tCO₂-eq, due to better information in recent literature (*high agreement, much evidence*).

Figure TS.15 and Table TS.16 show that the overall bottom-up potentials are comparable with those of the 2030 results from top-down models, as reported in Chapter 3.

At the sectoral level, there are larger differences between bottom-up and top-down, mainly because the sector definitions in top-down models often differ from those in bottom-up assessments (table TS.17). Although there are slight differences between the baselines assumed for top-down and bottom-up assessments, the results are close enough to provide a robust estimate of the overall economic mitigation potential by 2030. The mitigation potential at carbon prices of <100 US\$/tCO₂-eq is about 25–50% of 2030 baseline emissions (*high agreement, much evidence*).

Carbon price (US\$/tCO ₂ -eq)	Economic potential (GtCO ₂ -eq/yr)	Reduction relative to SRES A1 B (68 GtCO ₂ -eq/yr) (%)	Reduction relative to SRES B2 (49 GtCO ₂ -eq/yr) (%)
0	5-7	7-10	10-14
20	9-17	14-25	19-35
50	13-26	20-38	27-52
100	16-31	23-46	32-63

Table TS.15: Global economic mitigation potential in 2030 estimated from bottom-up studies [11.3].

Carbon price (US\$/tCO ₂ -eq)	Economic potential (GtCO ₂ -eq/yr)	Reduction relative to SRES A1 B (68 GtCO ₂ -eq/yr) (%)	Reduction relative to SRES B2 (49 GtCO ₂ -eq/yr) (%)
20	9-18	13-27	18-37
50	14-23	21-34	29-47
100	17-26	25-38	35-53

Table TS.16: Global economic mitigation potential in 2030 estimated from top-down studies [11.3].

Table TS.17 shows that for point-of-emission analysis¹⁸ a large part of the long-term mitigation potential is in the energysupply sector. However, for an end-use sector analysis as used for the results in Figure TS.27, the highest potential lies in the building and agriculture sectors. For agriculture and forestry, top-down estimates are lower than those from bottom-up studies. This is because these sectors are generally not well covered in top-down models. The energy supply and industry estimates from top-down models are generally higher than those from bottom-up assessments (*high agreement, medium evidence*) [11.3.1].

Bio-energy options are important for many sectors by 2030, with substantial growth potential beyond, although no complete integrated studies are available for supply-demand balances. Key preconditions for such contributions are the development of biomass capacity (energy crops) in balance with investments in agricultural practices, logistic capacity and markets, together with commercialization of second-generation biofuel production. Sustainable biomass production and use could ensure that issues in relation to competition for land and food, water resources, biodiversity and socio-economic impacts are not creating obstacles (*high agreement, limited evidence*) [11.3.1.4].

¹⁸ In a point-of-emission analysis, emissions from electricity use are allocated to the energy-supply sector. In an end-use sector analysis, emissions from electricity are allocated to the respective end-use sector (particularly relevant for industry and buildings).

Chapter of report	Sectors	Sector-based ('bottom-up') potential by 2030 (GtCO ₂ -eq/yr)				Economy-wide model ('top-down') snapshot of mitigation by 2030 (GtCO ₂ -eq/yr)	
		End-use sector allocation (allocation of electricity savings to end-use sectors)		Point-of-emissions allocation (emission reductions from end-use electricity savings allocated to energy supply sector)			
		Carbon price <20 US\$/tCO ₂ -eq					
		Low	High	Low	High	Low	High
4	Energy supply & conversion	1.2	2.4	4.4	6.4	3.9	9.7
5	Transport	1.3	2.1	1.3	2.1	0.1	1.6
6	Buildings	4.9	6.1	1.9	2.3	0.3	1.1
7	Industry	0.7	1.5	0.5	1.3	1.2	3.2
8	Agriculture	0.3	2.4	0.3	2.4	0.6	1.2
9	Forestry	0.6	1.9	0.6	1.9	0.2	0.8
10	Waste	0.3	0.8	0.3	0.8	0.7	0.9
11	Total	9.3	17.1	9.1	17.9	8.7	17.9
Carbon price <50 US\$/tCO ₂ -eq							
4	Energy supply & conversion	2.2	4.2	5.6	8.4	6.7	12.4
5	Transport	1.5	2.3	1.5	2.3	0.5	1.9
6	Buildings	4.9	6.1	1.9	2.3	0.4	1.3
7	Industry	2.2	4.7	1.6	4.5	2.2	4.3
8	Agriculture	1.4	3.9	1.4	3.9	0.8	1.4
9	Forestry	1.0	3.2	1.0	3.2	0.2	0.8
10	Waste	0.4	1.0	0.4	1.0	0.8	1.0
11	Total	13.3	25.7	13.2	25.8	13.7	22.6
Carbon price <100 US\$/tCO ₂ -eq							
4	Energy supply & conversion	2.4	4.7	6.3	9.3	8.7	14.5
5	Transport	1.6	2.5	1.6	2.5	0.8	2.5
6	Buildings	5.4	6.7	2.3	2.9	0.6	1.5
7	Industry	2.5	5.5	1.7	4.7	3.0	5.0
8	Agriculture	2.3	6.4	2.3	6.4	0.9	1.5
9	Forestry	1.3	4.2	1.3	4.2	0.2	0.8
10	Waste	0.4	1.0	0.4	1.0	0.9	1.1
11	Total	15.8	31.1	15.8	31.1	16.8	26.2

Table TS.17: Economic potential for sectoral mitigation by 2030: comparison of bottom-up (from Table 11.3) and top-down estimates (from Section 3.6) [Table 11.5].

Sources: Tables 3.16, 3.17 and 11.3

See notes to Tables 3.16, 3.17 and 11.3, and Annex 11.1.

Apart from the mitigation options mentioned in the sectoral Chapters 4–10, geo-engineering solutions to the enhanced greenhouse effect have been proposed. However, options to remove CO₂ directly from the air, for example, by iron fertilization of the oceans, or to block sunlight, remain largely speculative and may have a risk of unknown side effects. Blocking sunlight does not affect the expected escalation in atmospheric CO₂ levels, but could reduce or eliminate the associated warming. This disconnection of the link between CO₂ concentration and global temperature could have beneficial consequences, for example, in increasing the productivity of agriculture and forestry (in as far as CO₂ fertilization is effective), but they do not mitigate or address other impacts such as further acidification of the oceans. Detailed cost estimates for these options have not been published and they are without a clear institutional framework for implementation (*medium agreement, limited evidence*) [11.2.2].



Mitigation costs across sectors and macro-economic costs

The costs of implementing the Kyoto Protocol are estimated to be much lower than the TAR estimates due to US rejection of the Protocol. With full use of the Kyoto flexible mechanisms, costs are estimated at less than 0.05% of Annex B (without US) GDP (TAR Annex B: 0.1–1.1%). Without flexible mechanisms, costs are now estimated at less than 0.1% (TAR 0.2–2%) (*high agreement, much evidence*) [11.4].

Modelling studies of post-2012 mitigation have been assessed in relation to their global effects on CO₂ abatement by 2030, the carbon prices required and their effects on GDP or GNP (for the long-term effects of stabilization after 2030 see Chapter 3). For Category IV¹⁹ pathways (stabilization around 650 ppm CO₂-eq) with CO₂ abatement less than 20% below baseline and up to 25 US\$/tCO₂ carbon prices, studies suggest that gross world product would be, at worst, some 0.7% below baseline by 2030, consistent with the median of 0.2% and the 10–90 percentile range of –0.6 to 1.2% for the full set of scenarios given in Chapter 3.

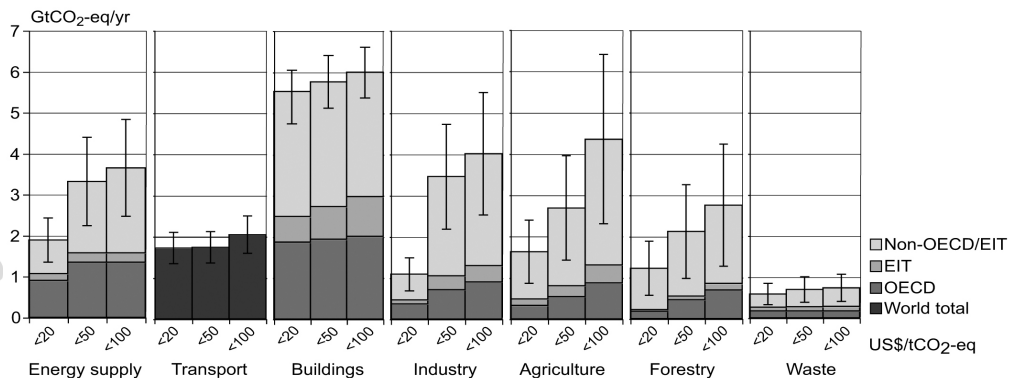


Figure TS.27: Estimated sectoral economic potential for global mitigation for different regions as a function of carbon price in 2030 from bottom-up studies, compared to the respective baselines assumed in the sector assessments. A full explanation of the derivation of this figure is found in Section 11.3.

Notes:

1. The ranges for global economic potentials as assessed in each sector are shown by vertical lines. The ranges are based on end-use allocations of emissions, meaning that emissions of electricity use are counted towards the end-use sectors and not to the energy supply sector.
2. The estimated potentials have been constrained by the availability of studies particularly at high carbon price levels.
3. Sectors used different baselines. For industry the SRES B2 baseline was taken, for energy supply and transport the WEO 2004 baseline was used; the building sector is based on a baseline in between SRES B2 and A1B; for waste, SRES A1B driving forces were used to construct a waste specific baseline, agriculture and forestry used baselines that mostly used B2 driving forces.
4. Only global totals for transport are shown because international aviation is included [5.4].
5. Categories excluded are: non-CO₂ emissions in buildings and transport, part of material efficiency options, heat production and cogeneration in energy supply, heavy duty vehicles, shipping and high-occupancy passenger transport, most high-cost options for buildings, wastewater treatment, emission reduction from coal mines and gas pipelines, fluorinated gases from energy supply and transport. The underestimation of the total economic potential from these emissions is of the order of 10-15%.

¹⁹ See Chapter 3 for the definition of Category III and IV pathways.

Effects are more uncertain for the more stringent Category III pathways (stabilization around 550 ppm CO₂-eq) with CO₂ abatement less than 40% and up to 50 US\$/tCO₂ carbon prices, with most studies suggesting costs less than 1% of global gross world product, consistent with the median of 0.6% and the 10–90 percentile range of 0 to 2.5% for the full set in Chapter 3. Again, the estimates are heavily dependent on approaches and assumptions. The few studies with baselines that require higher CO₂ reductions to achieve the targets require higher carbon prices and most report higher GDP costs.

For category I and II studies (stabilization between 445 and 535 ppm CO₂-eq) costs are less than 3% GDP loss, but the number of studies is relatively small and they generally use low baselines. The lower estimates of the studies assessed here, compared with the full set of studies reported in Chapter 3, are caused mainly by a larger share of studies that allow for enhanced technological innovation triggered by policies, particularly for more stringent mitigation scenarios (*high agreement, medium evidence*) [11.4].

All approaches indicate that no single sector or technology will be able to address the mitigation challenge successfully on its own, suggesting the need for a diversified portfolio based on a variety of criteria. Top-down assessments agree with the bottom-up results in suggesting that carbon prices around 20–50 US\$/tCO₂-eq (73–183 US\$/tC-eq) are sufficient to drive large-scale fuel-switching and make both CCS and low-carbon power sources economic as technologies mature. Incentives of this order might also play an important role in avoiding deforestation. The various short- and long-term models come up with differing estimates, the variation of which can be explained mainly by approaches and assumptions regarding the use of revenues from carbon taxes or permits, treatment of technological change, degree of substitutability between internationally traded products, and the disaggregation of product and regional markets (*high agreement, much evidence*) [11.4, 11.5, 11.6].

The development of the carbon price and the corresponding emission reductions will determine the level at which atmospheric GHG concentrations can be stabilized. Models suggest that a predictable and ongoing gradual increase in the carbon price that would reach 20–50 US\$/tCO₂-eq by 2020–2030 corresponds with Category III stabilization (550 ppm CO₂-eq). For Category IV (650 ppm CO₂-eq), such a price level could be reached after 2030. For stabilization at levels between 450 and 550 ppm CO₂-eq, carbon prices of up to 100 US\$/tCO₂-eq need to be reached by around 2030 (*medium agreement, medium evidence*) [11.4, 11.5, 11.6].

In all cases, short-term pathways towards lower stabilization levels, particularly for Category III and below, would require many additional measures around energy efficiency, low-carbon energy supply, other mitigation actions and avoidance of investment in very long-lived carbon-intensive capital stock. Studies of decision-making under uncertainty emphasize the need for stronger early action, particularly on long-lived infrastructure and other capital stock. Energy sector infrastructure (including power stations) alone is projected to require at least US\$ 20 trillion investment to 2030 and the options for stabilization will be heavily constrained by the nature and carbon intensity of this investment. Initial estimates for lower carbon scenarios show a large redirection of investment, with net additional investments ranging from negligible to less than 5% (*high agreement, much evidence*) [11.6].

As regards portfolio analysis of government actions, a general finding is that a portfolio of options that attempts to balance emission reductions across sectors in a manner that

appears equitable (e.g., by equal percentage reduction), is likely to be more costly than an approach primarily guided by cost-effectiveness. Portfolios of energy options across sectors that include low-carbon technologies will reduce risks and costs, because fossil fuel prices are expected to be more volatile relative to the costs of alternatives, in addition to the usual benefits from diversification. A second general finding is that costs will be reduced if options that correct the two market failures of climate change damages and technological innovation benefits are combined, for example, by recycling revenues from permit auctions to support energy-efficiency and low-carbon innovations (*high agreement, medium evidence*) [11.4].

Technological change across sectors

A major development since the TAR has been the inclusion in many top-down models of endogenous technological change. Using different approaches, modelling studies suggest that allowing for endogenous technological change may lead to substantial reductions in carbon prices as well as GDP costs, compared with most of the models in use at the time of the TAR (when technological change was assumed to be included in the baseline and largely independent of mitigation policies and action). Studies without induced technological change show that carbon prices rising to 20 to 80 US\$/tCO₂-eq by 2030 and 30 to 155 US\$/tCO₂-eq by 2050 are consistent with stabilization at around 550 ppm CO₂-eq by 2100. For the same stabilization level, studies since TAR that take into account induced technological change lower these price ranges to 5 to 65 US\$/tCO₂-eq in 2030 and 15 to 130 US\$/tCO₂-eq in 2050.

The degree to which costs are reduced hinges critically on the assumptions about the returns from climate change mitigation R&D expenditures, spill-overs between sectors and regions, crowding-out of other R&D, and, in models including learning-by-doing, learning rates (*high agreement, much evidence*) [11.5].

Major technological shifts like carbon capture and storage, advanced renewables, advanced nuclear and hydrogen require a long transition as learning-by-doing accumulates and markets expand. Improvement of end-use efficiency therefore offers more important opportunities in the short term. This is illustrated by the relatively high share of the buildings and industry sector in the 2030 potentials (Table TS.17). Other options and sectors may play a more significant role in the second half of the century (see Chapter 3) (*high agreement, much evidence*) [11.6].

Spill-over effects from mitigation in Annex I countries on Non-Annex I countries

Spill-over effects of mitigation from a cross-sectoral perspective are the effects of mitigation policies and measures in one country or group of countries on sectors in other countries. One aspect of spill-over is so-called 'carbon leakage': the increase in CO₂ emissions outside the countries taking domestic measures divided by the emission reductions within these countries. The simple indicator of carbon leakage does not cover the complexity and range of effects, which include changes in the pattern and magnitude of global emissions. Modelling studies provide wide-ranging outcomes on carbon leakages depending on their assumptions regarding returns to scale, behaviour in the energy-intensive industry, trade elasticities and other factors. As in the TAR, the estimates of carbon leakage from implementation of the Kyoto Protocol are generally in the range of 5–20% by 2010.

Empirical studies on the energy-intensive industries with exemptions under the EU Emission Trading Scheme (ETS) highlight that transport costs, local market conditions, product variety and incomplete information favour local production, and conclude that carbon leakage is unlikely to be substantial (*medium agreement, medium evidence*) [11.7].

Effects of existing mitigation actions on competitiveness have been studied. The empirical evidence seems to indicate that losses of competitiveness in countries implementing Kyoto are not significant, confirming a finding in the TAR. The potential beneficial effect of technology transfer to developing countries arising from technological development brought about by Annex I action may be substantial for energy-intensive industries, but has not so far been quantified in a reliable manner (*medium agreement, low evidence*) [11.7].

Perhaps one of the most important ways in which spill-overs from mitigation actions in one region affect others is through the effect on world fossil fuel prices. When a region reduces its fossil fuel demand because of mitigation policy, it will reduce the world demand for that commodity and so put downward pressure on the prices. Depending on the response of the fossil fuel producers, oil, gas or coal prices may fall, leading to loss of revenues by the producers, and lower costs of imports for the consumers. As in the TAR, nearly all modelling studies that have been reviewed show more pronounced adverse effects on oil-producing countries than on most Annex I countries that are taking the abatement measures. Oil-price protection strategies may limit income losses in the oil-producing countries (*high agreement, limited evidence*) [11.7].

Co-benefits of mitigation

Many recent studies have demonstrated significant benefits of carbon-mitigation strategies on human health, mainly because they also reduce other airborne emissions, for example, SO₂, NO_x and particulate matter. This is projected to result in the prevention of tens of thousands of premature deaths in Asian and Latin American countries annually, and several thousands in Europe. However, monetization of mortality risks remains controversial, and hence a large range of benefit estimates can be found in the literature. However, all studies agree that the monetized health benefits may offset a substantial fraction of the mitigation costs (*high agreement, much evidence*) [11.8].

In addition, the benefits of avoided emissions of air pollutants have been estimated for agricultural production and the impact of acid precipitation on natural ecosystems. Such near-term benefits provide the basis for a no-regrets GHG-reduction policy, in which substantial advantages accrue even if the impact of human-induced climate change turns out to be less than current projections show. Including co-benefits other than those for human health and agricultural productivity (e.g., increased energy security and employment) would further enhance the cost savings (*high agreement, limited evidence*) [11.8].

A wealth of new literature has pointed out that addressing climate change and air pollution simultaneously through a single set of measures and policies offers potentially large reductions in the costs of air-pollution control. An integrated approach is needed to address those pollutants and processes for which trade-offs exist. This is, for instance, the case for NO_x controls for vehicles and nitric acid plants, which may increase N₂O emissions, or the increased use of energy-efficient diesel vehicles, which emit relatively more fine particulate matter than their gasoline equivalents (*high agreement, much evidence*) [11.8].

Adaptation and mitigation

There can be synergies or trade-offs between policy options that can support adaptation and mitigation. The synergy potential is high for biomass energy options, land-use management and other land-management approaches. Synergies between mitigation and adaptation could provide a unique contribution to rural development, particularly in least-developed countries: many actions focusing on sustainable natural resource management could provide both significant adaptation benefits and mitigation benefits, mostly in the form of carbon sequestration. However, in other cases there may be trade-offs, such as the growth of energy crops that may affect food supply and forestry cover, thereby increasing vulnerability to the impacts of climate change (*medium agreement, limited evidence*) [11.9].

12 Sustainable development and mitigation

Relationship between sustainable development and climate change mitigation

The concept of sustainable development was adopted by the World Commission on Environment and Development and there is agreement that sustainable development involves a comprehensive and integrated approach to economic, social and environmental processes. Discussions on sustainable development, however, have focused primarily on the environmental and economic dimensions. The importance of social, political and cultural factors is only now getting more recognition. Integration is essential in order to articulate development trajectories that are sustainable, including addressing the climate change problem [12.1].

Although still in the early stages, there is growing use of indicators to measure and manage the sustainability of development at the macro and sectoral levels, which is driven in part by the increasing emphasis on accountability in the context of governance and strategy initiatives. At the sectoral level, progress towards sustainable development is beginning to be measured and reported by industry and governments using, inter alia, green certification, monitoring tools or emissions registries. Review of the indicators shows, however, that few macro-indicators include measures of progress with respect to climate change (*high agreement, much evidence*) [12.1.3].

Climate change is influenced not only by the climate-specific policies that are put in place (the 'climate first approach'), but also by the mix of development choices that are made and the development trajectories that these policies lead to (the 'development first approach') - a point reinforced by global scenario analysis published since the TAR. Making development more sustainable by changing development paths can thus make a significant contribution to climate goals. It is important to note, however, that changing development pathways is not about choosing a mapped-out path, but rather about navigating through an uncharted and evolving landscape (*high agreement, much evidence*) [12.1.1].

It has further been argued that sustainable development might decrease the vulnerability of all countries, and particularly of developing countries, to climate change impacts. Framing the debate as a development problem rather than an environmental one may better address the immediate goals of all countries, particularly developing countries and their special vulnerability to climate change, while at the same time addressing the driving forces for emissions that are linked to the underlying development path [12.1.2].

Making development more sustainable

Decision-making on sustainable development and climate change mitigation is no longer solely the purview of governments. The literature recognizes the shift to a more inclusive concept of governance, which includes the contributions of various levels of government, the private sector, non-governmental actors and civil society. The more that climate change issues are mainstreamed as part of the planning perspective at the appropriate level of implementation, and the more all these relevant parties are involved in the decision-making process in a meaningful way, the more likely are they to achieve the desired goals (*high agreement, medium evidence*) [12.2.1].

Regarding governments, a substantial body of political theory identifies and explains the existence of national policy styles or political cultures. The underlying assumption of this work is that individual countries tend to process problems in a specific manner, regardless of the distinctiveness or specific features of any specific problem; a national 'way of doing things'. Furthermore, the choice of policy instruments is affected by the institutional capacity of governments to implement the instrument. This implies that the preferred mix of policy decisions and their effectiveness in terms of sustainable development and climate change mitigation depend strongly on national characteristics (*high agreement, much evidence*). However, our understanding of which types of policies will work best in countries with particular national characteristics remains sketchy [12.2.3].

The private sector is a central player in ecological and sustainability stewardship. Over the past 25 years, there has been a progressive increase in the number of companies that are taking steps to address sustainability issues at either the firm or industry level. Although there has been progress, the private sector has the capacity to play a much greater role in making development more sustainable if awareness that this will probably benefit its performance grows (*medium agreement, medium evidence*) [12.2.3].

Citizen groups play a significant role in stimulating sustainable development and are critical actors in implementing sustainable development policy. Apart from implementing sustainable development projects themselves, they can push for policy reform by awareness-raising, advocacy and agitation. They can also pull policy action by filling the gaps and providing policy services, including in the areas of policy innovation, monitoring and research. Interactions can take the form of partnerships or be through stakeholder dialogues that can provide citizens' groups with a lever for increasing pressure on both governments and industry (*high agreement, medium evidence*) [12.2.3].

Deliberative public-private partnerships work most effectively when investors, local governments and citizen groups are willing to work together to implement new technologies, and provide arenas to discuss such technologies that are locally inclusive (*high agreement, medium evidence*) [12.2.3].

Implications of development choices for climate change mitigation

In a heterogeneous world, an understanding of different regional conditions and priorities is essential for mainstreaming climate change policies into sustainable-development strategies. Region- and country-specific case studies demonstrate that different development paths and policies can achieve notable emissions reductions, depending on the capacity to realize sustainability and climate change objectives [12.3].

In industrialized countries, climate change continues to be regarded mainly as a separate, environmental problem to be addressed through specific climate change policies. A fundamental and broad discussion in society on the implications of development pathways for climate change in general and climate change mitigation in particular in the industrialized countries has not been seriously initiated. Priority mitigation areas for countries in this group may be in energy efficiency, renewable energy, CCS, etc. However, low-emission pathways apply not only to energy choices. In some regions, land-use development, particularly infrastructure expansion, is identified as a key variable determining future GHG emissions [12.2.1; 12.3.1].

Economies in transition as a single group no longer exist. Nevertheless, Central and Eastern Europe and the countries of Eastern Europe, the Caucasus and Central Asia (EECCA) do share some common features in socio-economic development and in climate change mitigation and sustainable development. Measures to decouple economic and emission growth would be especially important for this group [12.2.1; 12.3.1].

Some large developing countries are projected to increase their emissions at a faster rate than the industrialized world and the rest of developing nations as they are in the stage of rapid industrialization. For these countries, climate change mitigation and sustainable-development policies can complement one another; however, additional financial and technological resources would enhance their capacity to pursue a low-carbon path of development [12.2.1; 12.3.1].

For most other developing countries, adaptive and mitigative capacities are low and development aid can help to reduce their vulnerability to climate change. It can also help to reduce their emissions growth while addressing energy-security and energy-access problems. CDM can provide financial resources for such developments. Members of the Organization of the Petroleum-Exporting Countries (OPEC) are unique in the sense that they may be adversely affected by development paths that reduce the demand for fossil fuels. Diversification of their economies is high on their agenda [12.2.1; 12.3.1].

Some general conclusions emerge from the case studies reviewed in this chapter on how changes in development pathways at the sectoral level have (or could) lower emissions (*high agreement, medium evidence*) [12.2.4]:

- GHG emissions are influenced by, but not rigidly linked to, economic growth: policy choices can make a difference.
- Sectors where effective production is far below the maximum feasible production with the same amount of inputs – that is, sectors that are far from their production frontier – have opportunities to adopt ‘win-win-win’ policies, that is, policies that free up resources and bolster growth, meet other sustainable-development goals and also reduce GHG emissions relative to baseline.
- Sectors where production is close to the optimal given available inputs – i.e., sectors that are closer to the production frontier – also have opportunities to reduce emissions by meeting other sustainable development goals. However, the closer one gets to the production frontier, the more tradeoffs are likely to appear.
- What matters is not only that a ‘good’ choice is made at a certain point in time, but also that the initial policy is sustained for a long time – sometimes several decades – to really have effects.
- It is often not one policy decision, but an array of decisions that are needed to influence emissions. This raises the issue of coordination between policies in several sectors and at various scales.

Mainstreaming requires that non-climate policies, programmes and/or individual actions take climate change mitigation into consideration, in both developing and developed countries. However, merely piggybacking climate change on to an existing political agenda is unlikely to succeed. The ease or difficulty with which mainstreaming is accomplished will depend on both mitigation technologies or practices, and the underlying development path. Weighing other development benefits against climate benefits will be a key basis for choosing development sectors for mainstreaming. Decisions about macro-economic policy, agricultural policy, multilateral development bank lending, insurance practices, electricity market reform, energy security, and forest conservation, for example, which are often treated as being apart from climate policy, can have profound impacts on emissions, the extent of mitigation required, and the costs and benefits that result. However, in some cases, such as shifting from biomass cooking to liquid petroleum gas (LPG) in rural areas in developing countries, it may be rational to disregard climate change considerations because of the small increase in emissions when compared with its development benefits (see Table TS.18) (*high agreement, medium evidence*) [12.2.4].

In general terms, there is a high level of agreement on the qualitative findings in this chapter about the linkages between mitigation and sustainable development: the two are linked, and synergies and trade-offs can be identified. However, the literature about the links and more particularly, about how these links can be put into action in order to capture synergies and avoid trade-offs, is as yet sparse. The same applies to good practice guidance for integrating climate change considerations into relevant non-climate policies, including analysis of the roles of different actors. Elaborating possible development paths that nations and regions can pursue – beyond more narrowly conceived GHG emissions scenarios or scenarios that ignore climate change – can provide the context for new analysis of the links, but may require new methodological tools (*high agreement, limited evidence*) [12.2.4].

Implications of mitigation choices for sustainable development trajectories

There is a growing understanding of the opportunities to choose mitigation options and their implementation in such a way that there will be no conflict with or even benefits for other dimensions of sustainable development; or, where trade-offs are inevitable, to allow rational choices to be made. A summary of the sustainable development implications of the main climate change mitigation options is given in Table TS.19 [12.3].

The sustainable development benefits of mitigation options vary within a sector and between regions (*high agreement, much evidence*):

- Generally, mitigation options that improve the productivity of resource use, whether energy, water, or land, yield positive benefits across all three dimensions of sustainable development. Other categories of mitigation options have a more uncertain impact and depend on the wider socio-economic context within which the option is being implemented.
- Climate-related policies such as energy efficiency and renewable energy are often economically beneficial, improve energy security and reduce local pollutant emissions. Many energy-supply mitigation options can be designed to also achieve sustainable development benefits such as avoided displacement of local populations, job creation and health benefits.
- Reducing deforestation can have significant biodiversity, soil and water conservation benefits, but may result in a loss of economic welfare for some stakeholders. Appropriately designed forestation and bio-energy plantations can lead to restoration

Selected sectors	Non-climate policy instruments and actions that are candidates for mainstreaming	Primary decision-makers and actors	Global GHG emissions by sector that could be addressed by non-climate policies (% of global GHG emissions) ^{a, d}		Comments
Macro economy	Implement non-climate taxes/subsidies and/or other fiscal and regulatory policies that promote SD	State (governments at all levels)	100	Total global GHG emissions	Combination of economic, regulatory, and infrastructure non-climate policies could be used to address total global emissions.
Forestry	Adoption of forest conservation and sustainable management practices	State (governments at all levels) and civil society (NGOs)	7	GHG emissions from deforestation	Legislation/regulations to halt deforestation, improve forest management, and provide alternative livelihoods can reduce GHG emissions and provide other environmental benefits.
Electricity	Adoption of cost-effective renewables, demand-side management programmes, and reduction of transmission and distribution losses	State (regulatory commissions), market (utility companies) and, civil society (NGOs, consumer groups)	20 ^b	Electricity sector CO ₂ emissions (excluding auto producers)	Rising share of GHG-intensive electricity generation is a global concern that can be addressed through non-climate policies.
Petroleum imports	Diversifying imported and domestic fuel mix and reducing economy's energy intensity to improve energy security	State and market (fossil fuel industry)	20 ^b	CO ₂ emissions associated with global crude oil and product imports	Diversification of energy sources to address oil security concerns could be achieved such that GHG emissions are not increased.
Rural energy in developing countries	Policies to promote rural LPG, kerosene and electricity for cooking	State and market (utilities and petroleum companies), civil society (NGOs)	<2 ^c	GHG emissions from biomass fuel use, not including aerosols	Biomass used for rural cooking causes health impacts due to indoor air pollution, and releases aerosols that add to global warming. Displacing all biomass used for rural cooking in developing countries with LPG would emit 0.70 GtCO ₂ -eq., a relatively modest amount compared with 2004 total global GHG emissions.
Insurance for building and transport sectors	Differentiated premiums, liability insurance exclusions, improved terms for green products	State and market (insurance companies)	20	Transport and building sector GHG emissions	Escalating damages due to climate change are a source of concern to insurance industry. Insurance industry could address these through the types of policies noted here.
International finance	Country and sector strategies and project lending that reduces emissions	State (international financial institutions) and market (commercial banks)	25 ^b	CO ₂ emissions from developing countries (non-Annex I)	International financial institutions can adopt practices so that loans for GHG-intensive projects in developing countries that lock-in future emissions are avoided.

Table TS.18: *Mainstreaming climate change into development choices – selected examples [Table 12.3].*

Notes:

^{a)} Data from Chapter 1 unless noted otherwise.

^{b)} CO₂ emissions from fossil fuel combustion only; IEA (2006).

^{c)} CO₂ emissions only. Authors estimate, see text.

^{d)} Emissions indicate the relative importance of sectors in 2004. Sectoral emissions are not mutually exclusive, may overlap, and hence sum up to more than total global emissions, which are shown in the Macro economy row.

Sector and mitigation options	Potential SD synergies and conditions for implementation	Potential SD trade-offs
Energy supply and use: Chapters 4-7		
Energy efficiency improvement in all sectors (buildings, transportation, industry, and energy supply) (Chapters 4-7)	<ul style="list-style-type: none"> - Almost always cost-effective, reduces or eliminates local pollutant emissions and consequent health impacts, improves indoor comfort and reduces indoor noise levels, creates business opportunities and jobs and improves energy security - Government and industry programmes can help overcome lack of information and principal agent problems - Programmes can be implemented at all levels of government and industry - Important to ensure that low-income household energy needs are given due consideration, and that the process and consequences of implementing mitigation options are, or the result is, gender-neutral 	<ul style="list-style-type: none"> - Indoor air pollution and health impacts of improving the thermal efficiency of biomass cooking stoves in developing country rural areas are uncertain
Fuel switching and other options in the transportation and buildings sectors (Chapters 5 and 6)	<ul style="list-style-type: none"> - CO₂ reduction costs may be offset by increased health benefits - Promotion of public transport and non-motorized transport has large and consistent social benefits - Switching from solid fuels to modern fuels for cooking and heating indoors can reduce indoor air pollution and increase free time for women in developing countries - Institutionalizing planning systems for CO₂ reduction through coordination between national and local governments is important for drawing up common strategies for sustainable transportation systems 	<ul style="list-style-type: none"> - Diesel engines are generally more fuel-efficient than gasoline engines and thus have lower CO₂ emissions, but increase particle emissions. - Other measures (CNG buses, hybrid diesel-electric buses and taxi renovation) may provide little climate benefit.
Replacing imported fossil fuels with domestic alternative energy sources (DAES) (Chapter 4)	<ul style="list-style-type: none"> - Important to ensure that DAES is cost-effective - Reduces local air pollutant emissions. - Can create new indigenous industries (e.g., Brazil ethanol programme) and hence generate employment 	<ul style="list-style-type: none"> - Balance of trade improvement is traded off against increased capital required for investment - Fossil fuel-exporting countries may face reduced exports - Hydropower plants may displace local populations and cause environmental damage to water bodies and biodiversity
Replacing domestic fossil fuel with imported alternative energy sources (IAES) (Chapter 4)	<ul style="list-style-type: none"> - Almost always reduces local pollutant emissions - Implementation may be more rapid than DAES - Important to ensure that IAES is cost-effective - Economies and societies of energy-exporting countries would benefit 	<ul style="list-style-type: none"> - Could reduce energy security - Balance of trade may worsen but capital needs may decline
Forestry sector: Chapter 9		
Afforestation	<ul style="list-style-type: none"> - Can reduce wasteland, arrest soil degradation, and manage water runoff - Can retain soil carbon stocks if soil disturbance at planting and harvesting is minimized - Can be implemented as agroforestry plantations that enhance food production - Can generate rural employment and create rural industry - Clear delineation of property rights would expedite implementation of forestation programmes 	<ul style="list-style-type: none"> - Use of scarce land could compete with agricultural land and diminish food security while increasing food costs - Monoculture plantations can reduce biodiversity and are more vulnerable to disease - Conversion of floodplain and wetland could hamper ecological functions
Avoided deforestation	<ul style="list-style-type: none"> - Can retain biodiversity, water and soil management benefits, and local rainfall patterns - Reduce local haze and air pollution from forest fires - If suitably managed, it can bring revenue from ecotourism and from sustainably harvested timber sales - Successful implementation requires involving local dwellers in land management and/or providing them alternative livelihoods, enforcing laws to prevent migrants from encroaching on forest land. 	<ul style="list-style-type: none"> - Can result in loss of economic welfare for certain stakeholders in forest exploitation (land owners, migrant workers) - Reduced timber supply may lead to reduced timber exports and increased use of GHG-intensive construction materials - Can result in deforestation with consequent SD implications elsewhere
Forest Management	<ul style="list-style-type: none"> - See afforestation 	<ul style="list-style-type: none"> - Fertilizer application can increase N₂O production and nitrate runoff degrading local (ground)water quality - Prevention of fires and pests has short term benefits but can increase fuel stock for later fires unless managed properly

Table TS.19: Sectoral mitigation options and sustainable development (economic, local environmental and social) considerations: synergies and trade-offs [Table 12.4].

Sector and mitigation options	Potential SD synergies and conditions for implementation	Potential SD trade-offs
Bio-energy (chapter 8 en 9)		
Bio-energy production	<ul style="list-style-type: none"> - Mostly positive when practised with crop residues (shells, husks, bagasse and/or tree trimmings). - Creates rural employment. - Planting crops/trees exclusively for bio-energy requires that adequate agricultural land and labour is available to avoid competition with food production 	<ul style="list-style-type: none"> - Can have negative environmental consequences if practised unsustainably - biodiversity loss, water resource competition, increased use of fertilizer and pesticides. - Potential problem with food security (location-specific) and increased food costs.
Agriculture: Chapter 8		
Cropland management (management of nutrients, tillage, residues, and agroforestry; water, rice, and set-aside)	<ul style="list-style-type: none"> - Improved nutrient management can improve groundwater quality and environmental health of the cultivated ecosystem 	<ul style="list-style-type: none"> - Changes in water policies could lead to clash of interests and threaten social cohesiveness - Could lead to water overuse
Grazing land management	<ul style="list-style-type: none"> - Improves livestock productivity, reduces desertification, and provide social security for the poor - Requires laws and enforcement to ban free grazing 	
Livestock management	<ul style="list-style-type: none"> - Mix of traditional rice cultivation and livestock management would enhance incomes even in semi-arid and arid regions 	
Waste management: Chapter 10		
Engineered sanitary landfilling with landfill gas recovery to capture methane gas	<ul style="list-style-type: none"> - Can eliminate uncontrolled dumping and open burning of waste, improving health and safety for workers and residents. - Sites can provide local energy benefits and public spaces for recreation and other social purposes within the urban infrastructure. 	<ul style="list-style-type: none"> - When done unsustainably can cause leaching that leads to soil and groundwater contamination with potentially negative health impacts
Biological processes for waste and wastewater (composting, anaerobic digestion, aerobic and anaerobic wastewater processes)	<ul style="list-style-type: none"> - Can destroy pathogens and provide useful soil amendments if properly implemented using source-separated organic waste or collected wastewater. - Can generate employment - Anaerobic processes can provide energy benefits from CH₄ recovery and use. 	<ul style="list-style-type: none"> - A source of odours and water pollution if not properly controlled and monitored.
Incineration and other thermal processes	<ul style="list-style-type: none"> - Obtain the most energy benefit from waste. 	<ul style="list-style-type: none"> - Expensive relative to controlled landfilling and composting. - Unsustainable in developing countries if technical infrastructure not present. - Additional investment for air pollution controls and source separation needed to prevent emissions of heavy metals and other air toxics.
Recycling, re-use, and waste minimization	<ul style="list-style-type: none"> - Provide local employment as well as reductions in energy and raw materials for recycled products. - Can be aided by NGO efforts, private capital for recycling industries, enforcement of environmental regulations, and urban planning to segregate waste treatment and disposal activities from community life. 	<ul style="list-style-type: none"> - Uncontrolled waste scavenging results in severe health and safety problems for those who make their living from waste - Development of local recycling industries requires capital.

Table TS.19. *Continued.*

Note: Material in this table is drawn from the Chapters 4–11. Where new material is introduced, it is referenced in the accompanying text below, which describes the SD implications of mitigation options in each sector.

of degraded land, manage water runoff, retain soil carbon and benefit rural economies, but may compete with land for food production and be negative for biodiversity.

- There are good possibilities for reinforcing sustainable development through mitigation actions in most sectors, but particularly in the waste management, transportation and buildings sectors, notably through decreased energy use and reduced pollution [12.3].

13 Policies, instruments and co-operative agreements

Introduction

This chapter discusses national policy instruments and their implementation, initiatives of the private sector, local governments and non-governmental organizations, and cooperative international agreements. Wherever feasible, national policies and international agreements are discussed in the context of four principle criteria by which they can be evaluated; that is, environmental effectiveness, costeffectiveness, distributional considerations and institutional feasibility. There are a number of additional criteria that could also be explicitly considered, such as effects on competitiveness and administrative costs. Criteria may be applied by governments in making ex-ante choices among instruments and in ex-post evaluation of the performance of instruments [13.1].

National policy instruments, their implementation and interactions

The literature continues to reflect that a wide variety of national policies and measures are available to governments to limit or reduce GHG emissions. These include: regulations and standards, taxes and charges, tradable permits, voluntary agreements, phasing out subsidies and providing financial incentives, research and development and information instruments. Other policies, such as those affecting trade, foreign direct investments and social development goals can also affect GHG emissions. In general, climate change policies, if integrated with other government policies, can contribute to sustainable development in both developed and developing countries (see Chapter 12) [13.1].

Reducing emissions across all sectors and gases requires a portfolio of policies tailored to fit specific national circumstances. While the literature identifies advantages and disadvantages for any given instrument, the above-mentioned criteria are widely used by policy makers to select and evaluate policies.

All instruments can be designed well or poorly, stringent or lax. Instruments need to be adjusted over time and supplemented with a workable system of monitoring and enforcement. Furthermore, instruments may interact with existing institutions and regulations in other sectors of society (*high agreement, much evidence*) [13.1].

The literature provides a good deal of information to assess how well different instruments meet the above-mentioned criteria (see Table TS.20) [13.2]. Most notably, it suggests that:

- **Regulatory measures and standards** generally provide environmental certainty. They may be preferable when lack of information or other barriers prevent firms and

consumers from responding to price signals. Regulatory standards do not generally give polluters incentives to develop new technologies to reduce pollution, but there are a few examples whereby technology innovation has been spurred by regulatory standards. Standards are common practice in the building sector and there is strong innovation. Although relatively few regulatory standards have been adopted solely to reduce GHG emissions, standards have reduced these gases as a co-benefit (*high agreement, much evidence*) [13.2].

- **Taxes and charges** (which can be applied to carbon or all GHGs) are given high marks for cost effectiveness since they provide some assurance regarding the marginal cost of pollution control. They cannot guarantee a particular level of emissions, but conceptually taxes can be designed to be environmentally effective. Taxes can be politically difficult to implement and adjust. As with regulations, their environmental effectiveness depends on their stringency. As with nearly all other policy instruments, care is needed to prevent perverse effects (*high agreement, much evidence*) [13.2].

- **Tradable permits** are an increasingly popular economic instrument to control conventional pollutants and GHGs at the sectoral, national and international level. The volume of emissions allowed determines the carbon price and the environmental effectiveness of this instrument, while the distribution of allowances has implications for competitiveness. Experience has shown that banking provisions can provide significant

Instrument	Criteria			
	Environmental effectiveness	Cost-effectiveness	Meets distributional considerations	Institutional feasibility
Regulations and standards	Emission levels set directly, though subject to exceptions Depends on deferrals and compliance	Depends on design; uniform application often leads to higher overall compliance costs	Depends on level playing field; small/new actors may be disadvantaged	Depends on technical capacity; popular with regulators, in countries with weak functioning markets
Taxes and charges	Depends on ability to set tax at a level that induces behavioural change	Better with broad application; higher administrative costs where institutions are weak	Regressive; can be improved with revenue recycling	Often politically unpopular; may be difficult to enforce with underdeveloped institutions
Tradable permits	Depends on emissions cap, participation and compliance	Decreases with limited participation and fewer sectors	Depends on initial permit allocation, may pose difficulties for small emitters	Requires well-functioning markets and complementary institutions
Voluntary agreements	Depends on programme design, including clear targets, a baseline scenario, third-party involvement in design and review, and monitoring provisions	Depends on flexibility and extent of government incentives, rewards and penalties	Benefits accrue only to participants	Often politically popular; requires significant number of administrative staff
Subsidies and other incentives	Depends on programme design; less certain than regulations/ standards.	Depends on level and programme design; can be market-distorting	Benefits selected participants; possibly some that do not need it	Popular with recipients; potential resistance from vested interests. Can be difficult to phase out
Research and development	Depends on consistent funding, when technologies are developed, and policies for diffusion. May have high benefits in long-term	Depends on programme design and the degree of risk	Initially benefits selected participants. Potentially easy for funds to be misallocated	Requires many separate decisions; Depends on research capacity and long-term funding

Table TS.20: National environmental policy instruments and evaluative criteria [Table 13.1].

Note: Evaluations are predicated on assumptions that instruments are representative of best practice rather than theoretically perfect. This assessment is based primarily on experiences and literature from developed countries, since peer-reviewed articles on the effectiveness of instruments in other countries were limited.

Applicability in specific countries, sectors and circumstances – particularly developing countries and economies in transition – may differ greatly. Environmental and cost effectiveness may be enhanced when instruments are strategically combined and adapted to local circumstances.

temporal flexibility and that compliance provisions must be carefully designed, if a permit system is to be effective (*high agreement, much evidence*). Uncertainty in the price of emission reductions under a trading system makes it difficult, a priori, to estimate the total cost of meeting reduction targets [13.2].

- **Voluntary agreements between industry and governments** and information campaigns are politically attractive, raise awareness among stakeholders and have played a role in the evolution of many national policies. The majority of voluntary agreements has not achieved significant emission reductions beyond business-as-usual. However, some recent agreements in a few countries have accelerated the application of best available technology and led to measurable reductions of emissions compared with the baseline (*high agreement, much evidence*). Success factors include clear targets, a baseline scenario, third-party involvement in design and review, and formal provisions for monitoring [13.2].

- **Voluntary actions:** Corporations, sub-national governments, NGOs and civil groups are adopting a wide variety of voluntary actions, independent of government authorities, which may limit GHG emissions, stimulate innovative policies and encourage the deployment of new technologies. By themselves, they generally have limited impact at the national or regional level [13.2].

- **Financial incentives** (subsidies and tax credits) are frequently used by governments to stimulate the diffusion of new, less GHG-emitting technologies. While the economic costs of such programmes are often higher than for the instruments listed above, they are often critical to overcome barriers to the penetration of new technologies (*high agreement, much evidence*). As with other policies, incentive programmes must be carefully designed to avoid perverse market effects. Direct and indirect subsidies for fossil fuel use and agriculture remain common practice in many countries, although those for coal have declined over the past decade in many OECD countries and in some developing countries (See also Chapter 2, 7 and 11) [13.2].

- **Government support for research and development** is a special type of incentive, which can be an important instrument to ensure that low GHG-emitting technologies will be available in the long-term. However, government funding for many energy-research programmes dropped after the oil crisis in the 1970s and stayed constant, even after the UNFCCC was ratified. Substantial additional investments in, and policies for, R&D are needed to ensure that technologies are ready for commercialization in order to arrive at stabilization of GHGs in the atmosphere (see Chapter 3), along with economic and regulatory instruments to promote their deployment and diffusion (*high agreement, much evidence*) [13.2.1].

- **Information instruments** – sometimes called public disclosure requirements – may positively affect environmental quality by allowing consumers to make better-informed choices. There is only limited evidence that the provision of information can achieve emissions reductions, but it can improve the effectiveness of other policies (*high agreement, much evidence*) [13.2].

Applying an environmentally effective and economically efficient instrument mix requires a good understanding of the environmental issue to be addressed, of the links with other policy areas and the interactions between the different instruments in the mix. In practice, climate-related policies are seldom applied in complete isolation, as they overlap with other national policies relating to the environment, forestry, agriculture, waste management, transport and energy, and in many cases require more than one instrument (*high agreement, much evidence*) [13.2].

Initiatives of sub-national governments, corporations and non-governmental organizations

The preponderance of the literature reviews nationally based governmental instruments, but corporations, local- and regional authorities, NGOs and civil groups can also play a key role and are adopting a wide variety of actions, independent of government authorities, to reduce emissions of GHGs. Corporate actions range from voluntary initiatives to emissions targets and, in a few cases, internal trading systems. The reasons corporations undertake independent actions include the desire to influence or pre-empt government action, to create financial value, and to differentiate a company and its products. Actions by regional, state, provincial and local governments include renewable portfolio standards, energy-efficiency programmes, emission registries and sectoral cap-and-trade mechanisms. These actions are undertaken to influence national policies, address stakeholder concerns, create incentives for new industries, or create environmental co-benefits. NGOs promote programmes to reduce emissions through public advocacy, litigation and stakeholder dialogue. Many of the above actions may limit GHG emissions, stimulate innovative policies, encourage the deployment of new technologies and spur experimentation with new institutions, but by themselves generally have limited impact. To achieve significant emission reductions, these actions must lead to changes in national policies (*high agreement, much evidence*) [13.4].

International agreements (climate change agreements and other arrangements)

The UNFCCC and its Kyoto Protocol have set a significant precedent as a means of solving a long-term international environmental problem, but are only the first steps towards implementation of an international response strategy to combat climate change. The Kyoto Protocol's most notable achievements are the stimulation of an array of national policies, the creation of an international carbon market and the establishment of new institutional mechanisms. Its economic impacts on the participating countries are yet to be demonstrated. The CDM, in particular, has created a large project pipeline and mobilized substantial financial resources, but it has faced methodological challenges regarding the determination of baselines and additionality. The protocol has also stimulated the development of emissions trading systems, but a fully global system has not been implemented. The Kyoto Protocol is currently constrained by the modest emission limits and will have a limited effect on atmospheric concentrations. It would be more effective if the first commitment period were to be followed up by measures to achieve deeper reductions and the implementation of policy instruments covering a higher share of global emissions (*high agreement, much evidence*) [13.3].

Many options are identified in the literature for achieving emission reductions both under and outside the Convention and its Kyoto Protocol, for example: revising the form and stringency of emission targets; expanding the scope of sectoral and sub-national agreements; developing and adopting common policies; enhancing international RD&D technology programmes; implementing development-oriented actions, and expanding financing instruments (*high agreement, much evidence*). Integrating diverse elements such as international R&D cooperation and cap-and-trade programmes within an agreement is possible, but comparing the efforts made by different countries would be complex and resource-intensive (*medium agreement, medium evidence*) [13.3].

There is a broad consensus in the literature that a successful agreement will have to be environmentally effective, cost-effective, incorporate distributional considerations and equity, and be institutionally feasible (*high agreement, much evidence*) [13.3].

A great deal of new literature is available on potential structures for and the substance of future international agreements. As has been noted in previous IPCC reports, because climate change is a globally common problem, any approach that does not include a larger share of global emissions will be more costly or less environmentally effective. (*high agreement, much evidence*) (See Chapter 3) [13.3].

Most proposals for future agreements in the literature include a discussion of goals, specific actions, timetables, participation, institutional arrangements, reporting and compliance provisions. Other elements address incentives, non-participation and noncompliance penalties (*high agreement, much evidence*) [13.3].

Goals

The specification of clear goals is an important element of any climate agreement. They can both provide a common vision about the near-term direction and offer longer-term certainty, which is called for by business. Goal-setting also helps structure commitments and institutions, provides an incentive to stimulate action and helps establish criteria against which to measure the success in implementing measures (*high agreement, much evidence*) [13.3].

The choice of the long-term ambition significantly influences the necessary short-term action and therefore the design of the international regime. Abatement costs depend on the goal, vary with region and depend on the allocation of emission allowances among regions and the level of participation (*high agreement, much evidence*) [13.3].

Options for the design of international regimes can incorporate goals for the short, medium and long term. One option is to set a goal for long-term GHG concentrations or a temperature stabilization goal. Such a goal might be based on physical impacts to be avoided or conceptually on the basis of the monetary and non-monetary damages to be avoided. An alternative to agreeing on specific CO₂ concentration or temperature levels is an agreement on specific long-term actions such as a technology R&D and diffusion target – for example, ‘eliminating carbon emissions from the energy sector by 2060’. An advantage of such a goal is that it might be linked to specific actions (*high agreement, much evidence*) [13.3].

Another option would be to adopt a ‘hedging strategy’, defined as a shorter-term goal on global emissions, from which it is still possible to reach a range of desirable long-term goals. Once the short-term goal is reached, decisions on next steps can be made in light of new knowledge and decreased levels of uncertainty (*medium agreement, medium evidence*) [13.3].

Participation

Participation of states in international agreements can vary from very modest to extensive. Actions to be taken by participating countries can be differentiated both in terms of when such action is undertaken, who takes the action and what the action will be. States participating in the same ‘tier’ would have the same (or broadly similar) types of commitments. Decisions on how to allocate states to tiers can be based on formalized quantitative or qualitative criteria, or be ‘ad hoc’. Under the principle of sovereignty, states may choose the tier into which they are grouped (*high agreement, much evidence*) [13.3].

An agreement can have static participation or may change over time. In the latter case, states can ‘graduate’ from one tier of commitments to another. Graduation can be linked to

passing of quantitative thresholds for certain parameters (or combinations of parameters) that have been predefined in the agreement, such as emissions, cumulative emissions, GDP per capita, relative contribution to temperature increase or other measures of development, such as the human development index (HDI) (*high agreement, much evidence*) [13.3].

Some argue that an international agreement needs to include only the major emitters to be effective, since the largest 15 countries (including the EU-25 as one) make up 80% of global GHG emissions. Others assert that those with historical responsibility must act first. Still another view holds that technology development is the critical factor for a global solution to climate change, and thus agreements must specifically target technology development in Annex I countries – which in turn could offset some or all emissions leakage in Non-Annex I countries. Others suggest that a climate regime is not exclusively about mitigation, but also encompasses adaptation – and that a far wider array of countries is vulnerable to climate change and must be included in any agreement (*high agreement, much evidence*) [13.3].

Regime stringency: linking goals, participation and timing

Under most equity interpretations, developed countries as a group would need to reduce their emissions significantly by 2020 (10–40% below 1990 levels) and to still lower levels by 2050 (40–95% below 1990 levels) for low to medium stabilization levels (450–550ppm CO₂-eq) (see also Chapter 3). Under most of the regime designs considered for such stabilization levels, developing-country emissions need to deviate below their projected baseline emissions within the next few decades (*high agreement, much evidence*). For most countries, the choice of the long-term ambition level will be more important than the design of the emission-reduction regime [13.3].

The total global costs are highly dependent on the baseline scenario, marginal abatement cost estimates, the assumed concentration stabilization level (see also Chapters 3 and 11) and the level (size of the coalition) and degree of participation (how and when allowances are allocated). If, for example some major emitting regions do not participate in the reductions immediately, the global costs of the participating regions will be higher if the goal is maintained (see also Chapter 3). Regional abatement costs are dependent on the allocation of emission allowances to regions, particularly the timing. However, the assumed stabilization level and baseline scenario are more important in determining regional costs [11.4; 13.3].

Commitments, timetables and actions

There is a significant body of new literature that identifies and evaluates a diverse set of options for commitments that could be taken by different groups. The most frequently evaluated type of commitment is the binding absolute emission reduction cap as included in the Kyoto Protocol for Annex I countries. The broad conclusion from the literature is that such regimes provide certainty about future emission levels of the participating countries (assuming caps are met). Many authors propose that caps be reached using a variety of ‘flexibility’ approaches, incorporating multiple GHGs and sectors as well as multiple countries through emission trading and/or projectbased mechanisms (*high agreement, much evidence*) [13.3].

While a variety of authors propose that absolute caps be applied to all countries in the future, many have raised concerns that the rigidity of such an approach may unreasonably

restrict economic growth. While no consensus approach has emerged, the literature provides multiple alternatives to address this problem, including ‘dynamic targets’ (where the obligation evolves over time), and limits on prices (capping the costs of compliance at a given level – which while limiting costs, would also lead to exceeding the environmental target). These options aim at maintaining the advantages of international emissions trading while providing more flexibility in compliance (*high agreement, much evidence*). However, there is a trade-off between costs and certainty in achieving an emissions level. [13.3]

Market mechanisms

International market-based approaches can offer a costeffective means of addressing climate change if they incorporate a broad coverage of countries and sectors. So far, only a few domestic emissions-trading systems are in place, the EU ETS being by far the largest effort to establish such a scheme, with over 11,500 plants allocated and authorized to buy and sell allowances (*high agreement, high evidence*) [13.2].

Although the Clean Development Mechanism is developing rapidly, the total financial flows for technology transfer have so far been limited. Governments, multilateral organizations and private firms have established nearly 6 billion US\$ in carbon funds for carbon-reduction projects, mainly through the CDM. Financial flows to developing countries through CDM projects are reaching levels in the order of several billion US\$/yr. This is higher than the flows through the Global Environment Facility (GEF), comparable to the energy-oriented development assistance flows, but at least an order of magnitude lower than all foreign direct investment (FDI) flows (*high agreement, much evidence*) [13.3].

Many have asserted that a key element of a successful climate change agreement will be its ability to stimulate the development and transfer of technology – without which it may be difficult to achieve emission reductions on a significant scale. Transfer of technology to developing countries depends mainly on investments. Creating enabling conditions for investments and technology uptake and international technology agreements are important. One mechanism for technology transfer is to establish innovative ways of mobilizing investments to cover the incremental cost of mitigating and adapting to climate change. International technology agreements could strengthen the knowledge infrastructure (*high agreement, much evidence*) [13.3].

A number of researchers have suggested that sectoral approaches may provide an appropriate framework for post- Kyoto agreements. Under such a system, specified targets could be set, starting with particular sectors or industries that are particularly important, politically easier to address, globally homogeneous or relatively insulated from competition with other sectors. Sectoral agreement may provide an additional degree of policy flexibility and make comparing efforts within a sector between countries easier, but may be less cost-effective, since trading within a single sector will be inherently more costly than trading across all sectors (*high agreement, much evidence*) [13.3].

Coordination/harmonization of policies

Coordinated policies and measures could be an alternative to or complement internationally agreed targets for emission reductions. A number of policies have been discussed in the literature that would achieve this goal, including taxes (such as carbon or energy taxes); trade coordination/liberalization; R&D; sectoral policies and policies that modify foreign direct investment. Under one proposal, all participating nations –

industrialized and developing alike – would tax their domestic carbon usage at a common rate, thereby achieving cost-effectiveness. Others note that while an equal carbon price across countries is economically efficient, it may not be politically feasible in the context of existing tax distortions (*high agreement, much evidence*) [13.3].

Non-climate policies and links to sustainable development

There is considerable interaction between policies and measures taken at the national and sub-national level with actions taken by the private sector and between climate change mitigation and adaptation policies and policies in other areas. There are a number of non-climate national policies that can have an important influence on GHG emissions (see Chapter 12) (*high agreement, much evidence*). New research on future international agreements could focus on understanding the interlinkages between climate policies, non-climate policies and sustainable development, and how to accelerate the adoption of existing technology and policy tools [13.3].

An overview of how various approaches to international climate change agreements, as discussed above, perform against the criteria, given in the introduction, is presented in Table TS.21. Future international agreements would have stronger support if they meet these criteria (*high agreement, much evidence*) [13.3].

Approach	Environmental effectiveness	Cost effectiveness	Meets distributional considerations	Institutional feasibility
National emission targets and international emission trading (including offsets)	Depends on participation, and compliance	Decreases with limited participation and reduced gas and sector coverage	Depends on initial allocation	Depends on capacity to prepare inventories and compliance. Defections weaken regime stability
Sectoral agreements	Not all sectors amenable to such agreements, limiting overall effectiveness. Effectiveness depends on whether agreement is binding or non-binding	Lack of trading across sectors increases overall costs, although may be cost-effective within individual sectors. Competitive concerns reduced within each sector	Depends on participation. Within-sector competitiveness concerns alleviated if treated equally at global level	Requires many separate decisions and technical capacity. Each sector may require cross-country institutions to manage agreements
Coordinated policies and measures	Individual measures can be effective; emission levels may be uncertain; success will be a function of compliance	Depends on policy design	Extent of coordination could limit national flexibility; but may increase equity	Depends on number of countries; (easier among smaller groups of countries than at the global level)
Cooperation on Technology RD & D ^b	Depends on funding, when technologies are developed and policies for diffusion	Varies with degree of R&D risk Cooperation reduces individual national risk	Intellectual property concerns may negate the benefits of cooperation	Requires many separate decisions. Depends on research capacity and long-term funding
Development-oriented actions	Depends on national policies and design to create synergies	Depends on the extent of synergies with other development objectives	Depends on distributional effects of development policies	Depends on priority given to sustainable development in national policies and goals of national institutions
Financial mechanisms	Depends on funding	Depends on country and project type	Depends on project and country selection criteria	Depends on national institutions
Capacity building	Varies over time and depends on critical mass	Depends on programme design	Depends on selection of recipient group	Depends on country and institutional frameworks

Table TS.21: Assessment of international agreements on climate change^a [Table 13.3].

^a) The table examines each approach based on its capacity to meet its internal goals – not in relation to achieving a global environmental goal. If such targets are to be achieved, a combination of instruments needs to be adopted. Not all approaches have equivalent evaluation in the literature; evidence for individual elements of the matrix varies.

14 Gaps in knowledge

Gaps in knowledge refer to two aspects of climate change mitigation:

- Where additional data collection, modelling and analysis could narrow knowledge gaps, and the resulting improved knowledge and empirical experience could assist decision-making on climate change mitigation measures and policies; to some extent, these gaps are reflected in the uncertainty statements in this report.
- Where research and development could improve mitigation technologies and/or reduce their costs. This important aspect is not treated in this section, but is addressed in the chapters where relevant.

Emission data sets and projections

Despite a wide variety of data sources and databases underlying this report, there are still gaps in accurate and reliable emission data by sector and specific processes, especially with regard to non-CO₂ GHGs, organic or black carbon, and CO₂ from various sources, such as deforestation, decay of biomass and peat fires. Consistent treatment of non-CO₂ GHGs in the methodologies underlying scenarios for future GHG emissions is often lacking [Chapters 1 and 3].

Links between climate change and other policies

A key innovation of this report is the integrated approach between the assessment of climate change mitigation and wider development choices, such as the impacts of (sustainable) development policies on GHG-emission levels and vice versa.

However, there is still a lack of empirical evidence on the magnitude and direction of the interdependence and interaction of sustainable development and climate change, of mitigation and adaptation relationships in relation to development aspects and the equity implications of both. The literature on the linkages between mitigation and sustainable development and, more particularly, on how to capture synergies and minimize tradeoffs, taking into account state, market and civil society's role, is still sparse. New research is required into the linkages between climate change and national and local policies (including but not limited to energy security, water, health, air pollution, forestry, agriculture) that might lead to politically feasible, economically attractive and environmentally beneficial outcomes. It would also be helpful to elaborate potential development paths that nations and regions can pursue, which would provide links between climate protection and development issues. Inclusion of macro-indicators for sustainable development that can track progress could support such analysis [Chapters 2, 12 and 13].

Studies of costs and potentials

The available studies of mitigation potentials and costs differ in their methodological treatment and do not cover all sectors, GHGs or countries. Because of different assumptions, for example, with respect to the baseline and definitions of potentials and costs, their comparability is often limited. Also, the number of studies on mitigation costs, potentials and instruments for countries belonging to Economies in Transition and most developing regions is smaller than for developed and selected (major) developing countries.

This report compares costs and mitigation potentials based on bottom-up data from sectoral analyses with top-down costs and potential data from integrated models. The match at the sectoral level is still limited, partly because of lack of or incomplete data from bottom-up studies and differences in sector definitions and baseline assumptions.

There is a need for integrated studies that combine top-down and bottom-up elements [Chapters 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 and 10].

Another important gap is the knowledge on spill-over effects (the effects of domestic or sectoral mitigation measures on other countries or sectors). Studies indicate a large range (leakage effects²⁰ from implementation of the Kyoto Protocol of between 5 and 20% by 2010), but are lacking an empirical basis. More empirical studies would be helpful [Chapter 11].

The understanding of future mitigation potentials and costs depends not only on the expected impact of RD&D on technology performance characteristics but also on 'technology learning', technology diffusion and transfer which are often not taken into account in mitigation studies. The studies on the influence of technological change on mitigation costs mostly have a weak empirical basis and are often conflicting.

Implementation of a mitigation potential may compete with other activities. For instance, the biomass potentials are large, but there may be trade-offs with food production, forestry or nature conservation. The extent to which the biomass potential can be deployed over time is still poorly understood.

In general, there is a continued need for a better understanding of how rates of adoption of climate-mitigation technologies are related to national and regional climate and non-climate policies, market mechanisms (investments, changing consumer preferences), human behaviour and technology evolution, change in production systems, trade and finance and institutional arrangements.



The Nobel Peace Prize for 2007

The Norwegian Nobel Committee has decided that the Nobel Peace Prize for 2007 is to be shared, in two equal parts, between the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) and Albert Arnold (Al) Gore Jr. for their efforts to build up and disseminate greater knowledge about man-made climate change, and to lay the foundations for the measures that are needed to counteract such change.

Indications of changes in the earth's future climate must be treated with the utmost seriousness, and with the precautionary principle uppermost in our minds. Extensive climate changes may alter and threaten the living conditions of much of mankind. They may induce large-scale migration and lead to greater competition for the earth's resources. Such changes will place particularly heavy burdens on the world's most vulnerable countries. There may be increased danger of violent conflicts and wars, within and between states. Through the scientific reports it has issued over the past two decades, the IPCC has created an ever-broader informed consensus about the connection between human activities and global warming. Thousands of scientists and officials from over one hundred countries have collaborated to achieve greater certainty as to the scale of the warming. Whereas in the 1980s global warming seemed to be merely an interesting hypothesis, the 1990s produced firmer evidence in its support. In the last few years, the connections have become even clearer and the consequences still more apparent.

Al Gore has for a long time been one of the world's leading environmentalist politicians. He became aware at an early stage of the climatic challenges the world is facing. His strong commitment, reflected in political activity, lectures, films and books, has strengthened the struggle against climate change. He is probably the single individual who has done most to create greater worldwide understanding of the measures that need to be adopted.

By awarding the Nobel Peace Prize for 2007 to the IPCC and Al Gore, the Norwegian Nobel Committee is seeking to contribute to a sharper focus on the processes and decisions that appear to be necessary to protect the world's future climate, and thereby to reduce the threat to the security of mankind. Action is necessary now, before climate change moves beyond man's control.

Oslo, 12 October 2007

