



Trajectoires 2020-2050 vers une économie sobre en carbone

COMPLÉMENTS

Octobre 2011



- Complément 1 - Propositions des membres du Comité**
*Ce complément a été intégré dans le rapport final,
où il figure en Annexe 4, p. 149-217*
- Complément 2 - L'analyse de l'évolution des émissions européennes
et françaises depuis 1990 _____ 5**
Aurélien Million
- Complément 3 - Une illustration des politiques climatiques étrangères __ 19**
Johanne Buba
- Complément 4 - Construction de trajectoires sectorielles françaises _____ 47**
Aurélien Million - Pascale Scapecchi - Olivier Teissier
- Complément 5 - Synthèse des résultats de modélisation _____ 113**
Pascale Scapecchi - Denis Ferrand
- Complément 6 - Favoriser le développement de la R & D et la diffusion
des technologies propices à une économie sobre
en carbone _____ 139**
Matthieu Glachant - Dominique Auverlot

Complément 2

L'analyse de l'évolution des émissions européennes et françaises depuis 1990

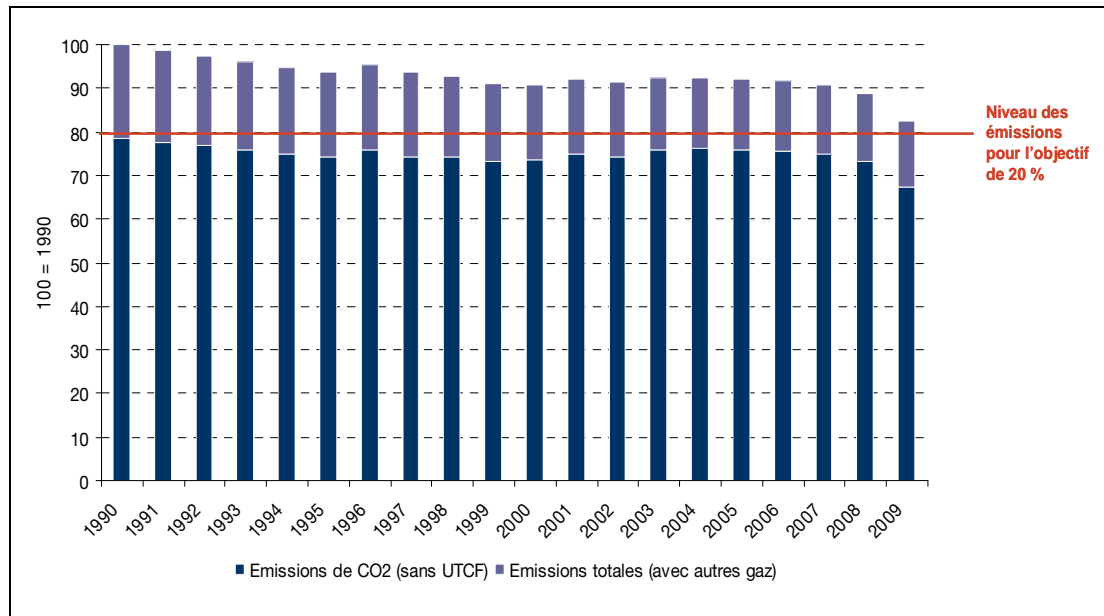
Aurélien Million¹

1. Une très forte baisse des émissions de l'UE-27 depuis 1990

Depuis 1990, l'Union européenne (UE) des 27 est globalement sur une trajectoire orientée à la baisse de ses émissions de GES, qui s'est amplifiée en 2009 avec la crise économique et s'est traduite fin 2009 par une réduction de 17,4 %. L'objectif 2008-2012 au titre du protocole de Kyoto sera dépassé et la cible de - 20 % en 2020 ne semble pas hors d'atteinte. Cette baisse observée depuis 1990 provient principalement de la crise (7 %), d'une diminution très importante des émissions dans les douze nouveaux États membres (supérieure à 30 %, conduisant à une baisse des émissions de l'UE-27 de plus de 6 %) et des réductions des autres gaz à effet de serre que le CO₂ (les émissions de CH₄ et de N₂O ont diminué respectivement de 32 % et de 33 % de 1990 à 2009, ce qui a contribué à réduire d'environ 6,5 % des émissions totales de GES).

(1) Aurélien Million - Responsable du Pôle émissions, projections et modélisations - Département de lutte contre l'effet de serre (DLGES) - Ministère de l'écologie, du développement durable, du transport et du logement - Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)
aurelien.million@developpement-durable.gouv.fr

Graphique 1 : Évolution des émissions de GES dans l'UE-27 entre 1990 et 2009



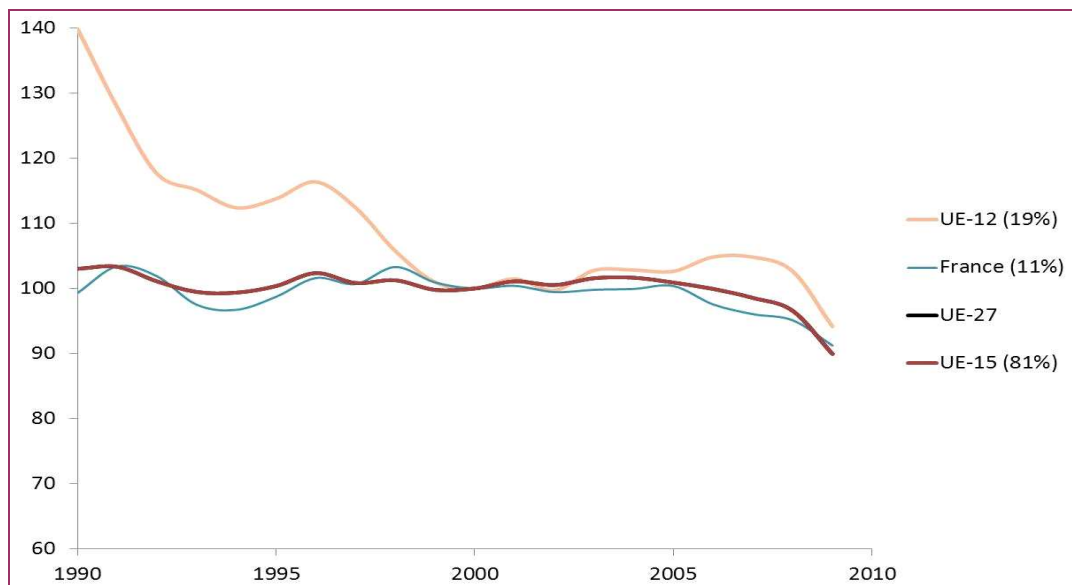
Source : Agence européenne pour l'environnement

D'après les premières estimations de l'Agence européenne pour l'environnement (AEE), l'Union européenne à 27 enregistrerait **une augmentation des émissions de 2,4 % en 2010 par rapport à 2009**. Les émissions de l'UE-15 étaient de 10,7 % inférieures aux valeurs de l'année de référence du protocole de Kyoto, encore bien en deçà de l'objectif collectif visant à réduire les émissions de 8 % pendant la période 2008-2012. Sur les 15 États membres de l'UE ayant un engagement commun au titre du protocole de Kyoto (l'UE-15), l'Autriche, l'Italie et le Luxembourg étaient en retard en 2010 par rapport à leurs objectifs.

Les efforts de réduction ont été moins porteurs dans l'UE-15, mais correspondent à une baisse importante voisine de - 12,7 % fin 2009 : les émissions de CO₂ n'ont que peu participé à cette baisse, puisqu'elles n'ont diminué que 1,1 % entre 1990 à 2008. Les réductions importantes de l'Allemagne et du Royaume-Uni, en particulier au début des années 1990, ont été compensées dans l'UE-15 notamment par les augmentations observées en Espagne.

Si les tendances historiques d'évolution des émissions ont été très différentes entre 1990 et 2000 entre l'UE-15 et les douze nouveaux États membres, le graphique ci-dessous (avec un indice 100 correspondant aux émissions de l'année 2000) montre que ces tendances ont été très similaires entre 2000 et 2005 dans une période de stabilité économique. Après 2005, l'UE-12 a connu une période de forte croissance économique tandis que l'UE-15 observait une réelle baisse de ses émissions, qui a commencé en 2003, bien avant la crise.

Graphique 2 : Comparaison des évolutions des émissions de GES de l'UE-15 et de l'UE-12 entre 1990 et 2009



Source : Agence européenne pour l'environnement

En fait, ces chiffres moyens cachent une **profonde disparité entre les différents pays européens** avec :

- une très forte réduction des émissions des nouveaux pays membres de l'UE (supérieure à 30 %) ;
- une augmentation importante des pays méditerranéens¹, en particulier de l'Espagne (dont les émissions ont crû de plus de 50 % de 1990 à 2005–2007) et, dans une moindre mesure, l'Italie (hausse de plus de 10 % jusqu'en 2005) ;
- des variations annuelles importantes des pays scandinaves (en y incluant la Finlande) liées aux conditions climatiques et à l'existence d'un marché nordique de l'énergie fortement intégrée entre le Danemark, la Norvège, la Suède et la Finlande ;
- des évolutions plus stables des pays de l'Europe occidentale avec une tendance légère à la baisse depuis 1990, plus accentuée depuis les années 2003–2005 ;
- France se situe dans la moyenne de l'Union européenne à 15.

Si les émissions des transports de passagers semblent à peu près stables depuis 2004 (notamment du fait des tendances observées en Allemagne), celles du transport de marchandises par la route, continuent d'augmenter plus rapidement que la croissance économique et constituent un véritable point noir. Des tendances similaires sont observées pour le transport maritime et l'aérien.

(1) Les pays méditerranéens correspondent à une singularité au sein de l'UE-15 : on peut en effet y observer les plus fortes augmentations depuis 1990. On retrouve en particulier Chypre (près de 80 % de hausse de 1990 à 2009 pour 0,2 % des émissions européennes), Malte (près de 40 % pour 0,1 %), l'Espagne (30 % pour 8,0 % des émissions européennes), le Portugal (environ 25 % pour 1,6 %), la Grèce (17 % pour 2,7 %), mais aussi la Slovaquie (dont les émissions avaient augmenté de plus de 15 % avant la crise) et, dans une moindre mesure, l'Italie (hausse de plus de 10 % jusqu'en 2005).

Les émissions de CO₂ du secteur de la production d'électricité et de la chaleur sont en recul de 1990 à fin 2009 mais cette baisse résulte d'abord des réductions observées de 1990 à 2000 ainsi que de l'impact d'une diminution de l'activité économique entre 2008 et 2009. On observe au contraire une augmentation des émissions de 2000 à 2008. La croissance de la demande n'a pas été compensée par l'amélioration de l'efficacité énergétique ou la « décarbonation » de la production électrique.

Plusieurs facteurs explicatifs

Un premier facteur lié aux **événements politiques** explique la baisse des émissions constatée dans les pays de l'ancien bloc soviétique (aujourd'hui faisant partis des nouveaux États membres de l'UE). Ces pays ont connu une baisse très forte de leurs émissions de 1990 à 2000, proche de 60 % : l'éclatement de l'URSS a conduit en effet à une restructuration de leurs économies, avec la fermeture notamment de leurs installations les plus polluantes, une restructuration de leur secteur énergétique, ainsi que pour certains de ces pays, des baisses notables des émissions dans l'agriculture. Ces réductions sont également observables dans une certaine mesure en Allemagne. En effet, la réunification a conduit à la fermetures de certaines usines émettrices de GES dans l'ex-RDA mais également à la fermeture de centrales à charbon, remplacées par la suite par des centrales à gaz (moins émettrices).

L'intensité énergétique finale a connu une variation annuelle de - 0,9 % depuis 1990, un chiffre encore plus important pour les nouveaux membres (- 3,9 % par an)¹. Si cela s'explique notamment par des changements structurels qu'ont opérés les économies européennes (plus de services et moins d'industries), cette décorrélation de la croissance économique et de la consommation énergétique peut également s'expliquer par **les multiples politiques européennes mises en place depuis 1990**. D'abord dirigées contre la pollution locale, les directives, telles que celle sur les Grandes Installations de Combustion pour lutter contre les pluies acides, ont conduit à l'achat de systèmes plus performants (et donc plus efficaces) et à une substitution entre sources de combustibles, bien souvent à la faveur du climat. Parallèlement, la directive nitrates a réduit considérablement l'utilisation des engrais synthétiques, entraînant une diminution importante des émissions de N₂O. Les priorités européennes se sont tournées par la suite vers la réduction de la dépendance énergétique et les problématiques liées aux émissions de GES, notamment par la mise en œuvre de programmes sectoriels (efficacité, transport, etc.), mais aussi de l'ETS.

L'indicateur d'intensité carbone du PIB a davantage diminué que l'intensité énergétique (soit d'environ 2,4 % par an en moyenne pour l'UE-27), ce qui révèle une décarbonation progressive du mix électrique européen. En effet, **la disponibilité des ressources** a conduit, dans un premier temps, à une pénétration du gaz pour la production d'électricité dans les années 1990 en remplaçant du fioul lourd et du charbon, avec la découverte d'importants gisements de gaz en Mer du Nord (cas de la Grande Bretagne). **Le prix des énergies, notamment du pétrole**, a également eu un impact sur l'évolution des émissions depuis les années 2000, sans qu'il sache aisé d'en déterminer précisément la contribution. Néanmoins, il est intéressant de constater que la baisse des émissions coïncide peu ou prou à la hausse du prix du pétrole depuis 2000, et très importante à partir de 2005.

(1) AEE (2007), EN21 *Final Energy Consumption Intensity*.

L'observation des émissions montre également que si les émissions européennes connaissent une inflexion depuis 2005, **la crise économique** a précipité leur baisse. En effet, alors que l'Union européenne connaissait une croissance soutenue en 2006 et 2007 (respectivement + 3,5 % et 3,2 % pour le produit intérieur brut), la crise économique, intervenue à l'automne 2008, a conduit à une chute du taux de croissance européen : 0,69 % en 2008, et -4,13 % en 2009¹. L'industrie manufacturière allemande, italienne, anglaise ou espagnole a été particulièrement touchée : les émissions ont chuté de près de 12,5 % entre 2008 et 2009. Obligées de suspendre certaines unités de production, les industries de l'acier et du ciment ont vu leur production diminuer de près de 30 % entre 2008 et 2009 dans l'UE15². Sous l'effet d'un prix du baril au dessus des 100 \$ durant la première moitié de 2008, les consommations et donc les émissions ont drastiquement diminué dans le secteur résidentiel/tertiaire et dans le secteur des transports (entre 2008 et 2009).

2. En France, une baisse marquée des émissions mais des réductions plus difficiles ?

Les exigences de la Convention-cadre sur les changements climatiques et celles du protocole de Kyoto

La France en tant que partie à la Convention-cadre des Nations unies sur le changement climatique (CCNUCC) et au protocole de Kyoto est soumise à des exigences internationales de rapportage (« *reporting* » en anglais) : inventaire des émissions de gaz à effet de serre, projections d'émissions futures, impacts des politiques et mesures existantes ou à venir.

Ces informations doivent respecter les lignes directrices imposées au niveau international et basées notamment sur les travaux du Groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC). Les émissions de GES sont rassemblées tous les ans dans des rapports d'inventaire, et l'ensemble des informations tous les quatre ans dans des « communications nationales ». Ces documents sont systématiquement audités par des examinateurs internationaux.

Parallèlement, l'Union européenne, étant elle-même partie à la Convention et au protocole requiert de chaque état membre des éléments similaires à ceux requis dans le cadre onusien.

Les inventaires d'émission de gaz à effet de serre

En France, le Ministère de l'écologie est le point focal pour la CCNUCC sur les inventaires. Le Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (CITEPA) est par ailleurs chargé par l'État français de réaliser chaque année l'inventaire des émissions conformément aux obligations et lignes directrices internationales.

Les inventaires évaluent les émissions de gaz à effet de serre provenant des sources présentes sur le territoire national. Il existe plusieurs formats d'inventaire qui diffèrent selon :

(1) FMI (2011), *World Economic Outlook*, avril.

(2) AEE (2011), *Annual European Union greenhouse gas inventory 1990–2009 and inventory report 2011*, Submission to the UNFCCC Secretariat, avril.

- le périmètre géographique couvert : périmètre Convention, comprenant la France métropolitaine et tous les territoires d'outre mer ; périmètre Kyoto, ne comprenant que la métropole et les DOM.
- le format de répartition des émissions par catégories : format international CRF (*Common Reporting Format*), format national plan climat. etc.

Les quantités d'émissions décrites dans les différents formats d'inventaire sont cohérentes entre elles.

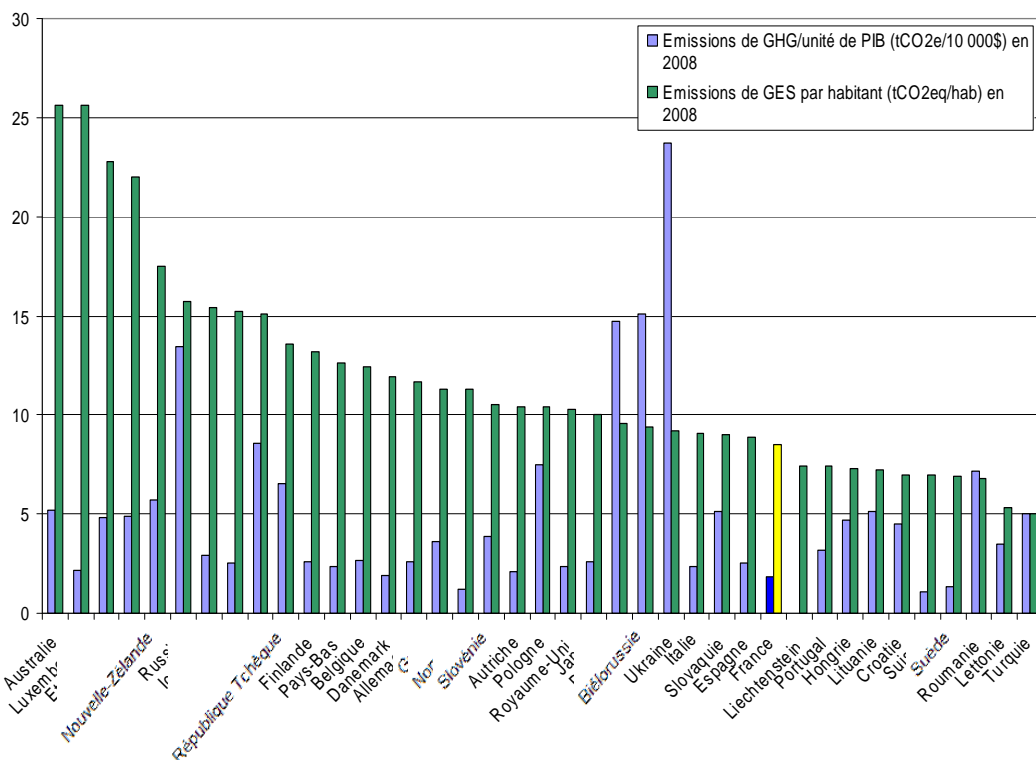
Le chiffrage des émissions de l'année n résulte de la multiplication des données d'activité, collectées sur une centaine de secteurs, par des facteurs d'émission. Ces derniers correspondent soit aux valeurs internationales par défaut, soit à des données spécifiques à la France. L'inventaire d'une année n est délivré en année n+2. Les résultats de l'inventaire 2010 ne seront publiés par exemple que début 2012. Les méthodologies de calcul des émissions diffèrent selon les activités et font l'objet de descriptions précises publiées par le CITEPA¹.

La France : un pays déjà sobre en carbone

La France compte parmi les pays industrialisés les moins émetteurs de gaz à effet de serre, tant en termes d'émissions par habitant que d'émissions par unité de PIB (graphique 3). Ainsi, elle représente 1,1 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre alors qu'elle contribue pour 5,5 % au PIB mondial.

(1) CITEPA (2011) Organisation et méthodes des inventaires nationaux des émissions atmosphériques en France – OMINEA.

Graphique 3 : Classement des principaux pays selon les émissions de gaz à effet de serre par habitant et par unité de PIB (émissions de GES en t_{eq}CO₂/habitant, et en tCO₂eq/10 000\$ de PIB en 2008 - La France en jaune et bleu foncé)



Source : Inventaire d'émission de GES sous la Convention-cadre des Nations unies sur le changement climatique ; Périmètre Convention, année 2008 ; d'après World Resource Institute – CAIT

Les émissions françaises respectent les objectifs de Kyoto

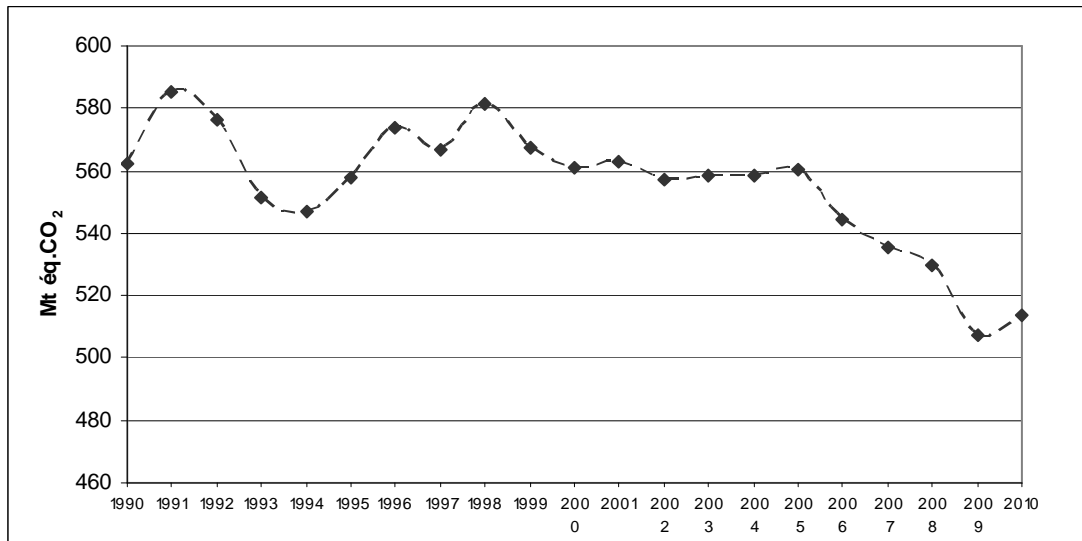
La France est un des rares pays industrialisés à respecter d'ores et déjà l'engagement qu'elle avait accepté dans le cadre du protocole de Kyoto, qui était une stabilisation des émissions¹.

La réduction des émissions de GES de la France entre 1990 et 2009 a été de **- 8,1 % au sens de Kyoto (Métropole + DOM)**². La baisse du seul CO₂ est de l'ordre de 4,5 % sur la période ; les premières estimations pour 2010 font état d'une hausse de l'ordre de 1,5 % (sortie de crise et rigueur climatique). La baisse des émissions semble toutefois être une tendance de fond depuis 2005, avec un recul d'environ 1,5 % par an depuis cette date.

(1) Extrait du Rapport de la France - Au titre du paragraphe 2 de l'article 3 de la décision n°280/2004/CE du Parlement européen et du Conseil du 11 février 2004 - Actualisation 2011.

(2) Du fait d'une récente revue d'inventaire par la CCNUCC, les chiffres officiels, contrairement à ceux figurant dans le texte ci-dessus, ne tiennent pas compte du captage du méthane dans les décharges qui pourrait conduire, par exemple sur 2009, à une baisse de plus de 10 MtCO₂eq. La méthode d'estimation des quantités de méthane captées par les décharges est considérée provisoirement par la CCNUCC comme insuffisamment documentée pour être comptabilisé dans les inventaires.

Graphique 4 : Évolution des émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2010 de la France au format Kyoto (Métropole + DOM) de la France en millions de tonnes équivalent CO₂

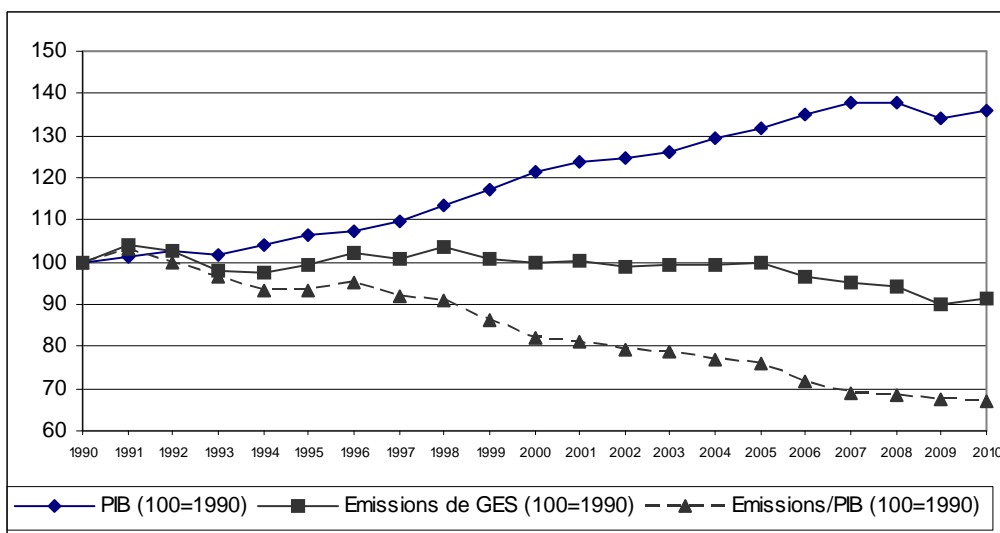


NB : les émissions de GES pour 2010 correspondent à une première estimation.

Source : Inventaire de la France, périmètre Kyoto, CITEPA, soumission avril 2010

En conséquence, on constate un découplage entre la croissance économique et l'évolution des émissions de gaz à effet de serre puisque le PIB a progressé de 40 % dans la même période, correspondant donc à une amélioration de l'ordre de 30 % de son intensité en gaz à effet de serre.

Graphique 5 : Croissance économique et émissions de gaz à effet de serre de la France (évolution du PIB en volume, des émissions de GES et de l'intensité GES - 100 = 1990)



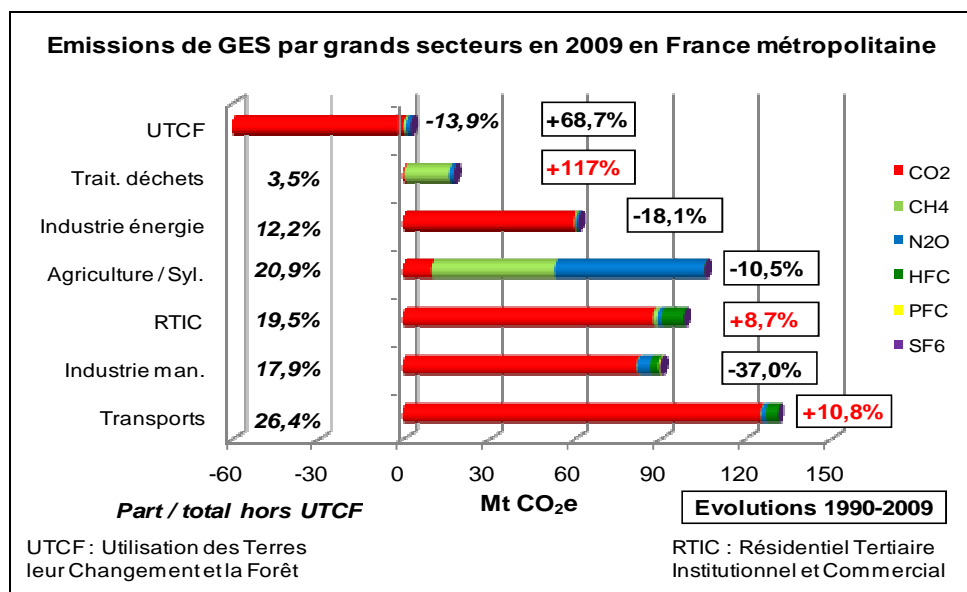
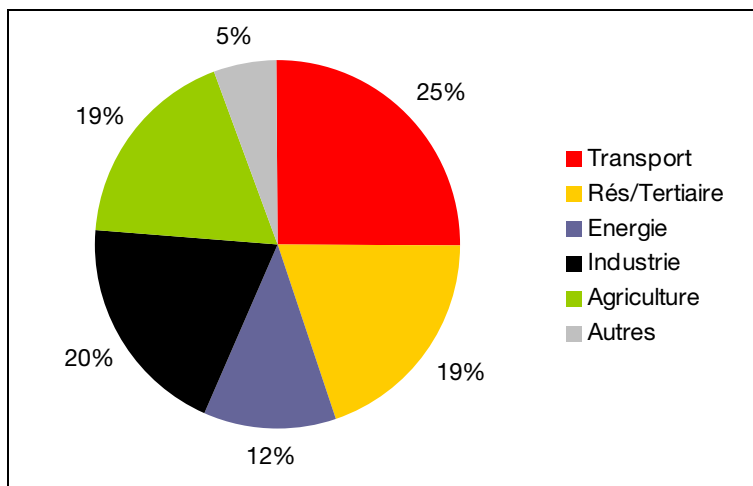
NB : les émissions de GES pour 2010 sont estimées.

Source : INSEE, inventaire d'émissions au périmètre Kyoto, CITEPA, soumission avril 2011

Comme l'indique la figure ci-dessous, les différents secteurs de l'économie, à l'exception du secteur énergétique (dont la part est plus faible en raison de la prépondérance du nucléaire dans le mix électrique), contribuent de manière comparable à l'effet de serre en France.

Du fait de la composition du parc de production électrique et de la structure industrielle de la France, la part des émissions incluses dans l'ETS est de l'ordre de 20 %, une des plus faibles d'Europe.

Graphiques 6 : Émissions de GES par secteur en France en 2009



Source : d'après inventaire CITEPA

L'évolution de leurs émissions en métropole entre 1990 et 2009 est très contrastée : recul dans l'industrie (- 37 %), l'énergie (- 18,1 %) et à un moindre degré l'agriculture (- 10,5 %) mais hausse significative dans le secteur des transports (+ 10,8 %) et du bâtiment (+ 8,7 %), avec par ailleurs des oscillations en fonction des conditions météorologiques pour ce dernier.

L'élargissement du couvert forestier a par ailleurs conduit à un élargissement de la capacité de stockage de carbone atmosphérique passée de l'ordre de 50 Mt de CO₂e

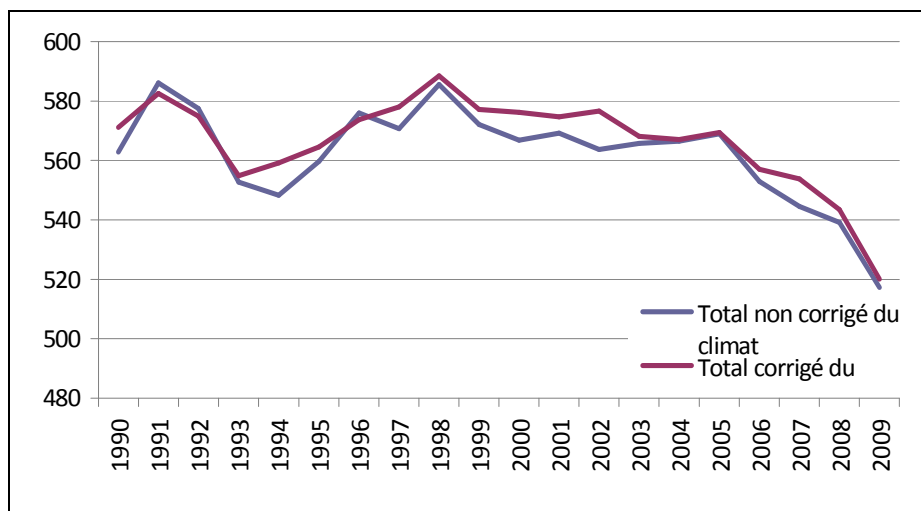
en 1990 à un peu plus de 80 Mt de CO₂e en fin de période, soit une hausse de près de 70 %.

Des évolutions différenciées par la variation climatique annuelle

Pour appréhender un peu mieux l'effet de la variation climatique annuelle sur les émissions, le CITEPA a réalisé pour le Comité une évaluation de l'évolution des émissions métropolitaines en prenant en compte, les corrections du climat telles que calculées dans le cadre du bilan énergétique national¹. Les différences de consommations s'observent sur les secteurs de l'industrie (influence limitée) mais surtout du résidentiel/tertiaire (qui intègre le chauffage urbain dans le bilan de l'énergie). Le calcul prend en compte les émissions de CO₂, CH₄ et N₂O liées à la combustion.

Cette évaluation met en évidence un écart relativement faible (2 à 3 % au plus) entre les deux séries corrigée et non corrigée. Il convient cependant de souligner que la seule prise en compte de la correction climatique basée sur les nombres de degrés-jours est insuffisante pour intégrer l'ensemble des variations de consommations et d'émissions liées à l'effet climatique annuel, en laissant de côté certains effets comportementaux dans d'autres secteurs comme le transport, avec par exemple la hausse de mobilité liée à un été chaud.

Graphique 7 : Évolution des émissions de gaz à effet de serre la France (périmètre Kyoto) entre 1990 et 2009 avec et sans correction climatique (MteqCO₂)



Source : CITEPA

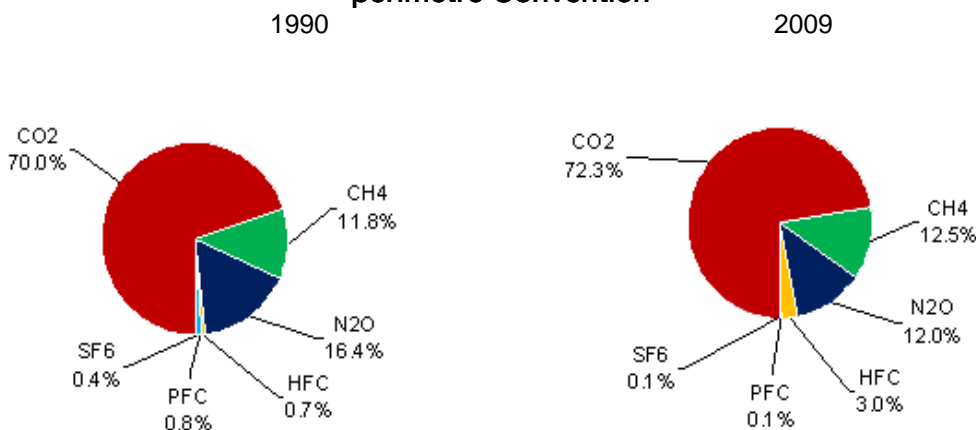
(1) Le principe de la correction climatique est que l'on calcule ce qu'auraient été les consommations énergétiques si les températures avaient été « normales », c'est-à-dire égales à celles d'une période de référence (1981-2010 dans le dernier bilan 2010). On obtient ainsi des séries de consommation qui ne dépendent plus des aléas climatiques et qui rendent compte de la seule évolution des comportements des consommateurs. Pour chaque énergie et pour chaque secteur, la part sensible au climat est réputée proportionnelle au nombre de degrés-jours observés dans l'année.

Des évolutions fortement différenciées selon les gaz

Les évolutions sont cependant contrastées suivant les différents types de gaz :

- hors stockage-déstockage du carbone dans les sols et les plantes, le niveau d'émission de CO₂ fin 2009, 374 MtCO₂e, est inférieur de 5 % à celui de 1990 (394 MtCO₂e). Avant la crise, fin 2007, il était de 398 MtCO₂e après un maximum en 2005 à près de 420 MtCO₂e, équivalent à + 7 % par rapport à 1990) ;
- les émissions de protoxyde d'azote (N₂O) sont en baisse de 33 % fin 2009 par rapport à 1990, conduisant à une réduction de 30 Mt de CO₂e. Elles résultent principalement d'une baisse considérable des émissions de N₂O de l'industrie chimique (- 84 %) et à un degré moindre des sols agricoles (- 16,5 %). La production d'acide adipique (qui entre dans la fabrication du nylon) en particulier ne représente plus que 1,4 MtCO₂e fin 2009 contre 14,8 MtCO₂e en 1990 ;
- un accroissement très sensible des émissions de HFC qui s'est substitué à partir de 1995 aux CFC (impact indirect du Protocole de Montréal) : au total, les émissions de HFC sont passées de 3,7 MtCO₂e en 1990 à 15,5 MtCO₂e fin 2009 ;
- la réduction effective de méthane devrait être de l'ordre de 17 % au cours des douze dernières années, mais la réduction officiellement affichée n'est que de 2 % suite à la position conservatoire retenue par la France consistant à considérer l'efficacité du captage du méthane comme nulle en attendant de disposer des informations suffisantes ;
- la réduction des émissions de PFC entre 1990 et 2009 a été de 92 % : 4,3 MtCO₂e en 1990 contre 0,4 MtCO₂e en 2009. À noter cependant des incidents de process, dans l'industrie de l'aluminium, en 1999, 2002 et 2003 qui ont conduit à des pics.

Graphique 8 : Émissions de GES par gaz en France en 2009, périmètre Convention



Source : CITEPA

Il en résulte une structure d'émission par gaz à effet de serre assez stable entre 1990 et 2009 : le CO₂ est passé de 70 % à 72 %, le CH₄ de 12 % à 13 %, le N₂O de 16 % à 12 % et les gaz fluorés de 2 % à 3 % (substitution du HFC au CFC).

La réduction des émissions de gaz à effet de serre de 1990 à fin 2009 peut être vue comme la résultante de trois évolutions principales :

- la baisse constatée des émissions de CO₂ de 2007 à 2009, soit environ 20 MtCO₂e ;
- la baisse des émissions de protoxyde d'azote de 1990 à 2009 : 30 MtCO₂e ;
- la hausse des émissions de HFC d'environ 12 MtCO₂e.

Des facteurs multiples

On constate un découplage entre la croissance économique et l'évolution des émissions de gaz à effet de serre puisque depuis 1990, le PIB a progressé de 40 %, ce qui correspond une amélioration de l'ordre de 30 % de l'intensité en gaz à effet de serre.

Comme dans le cas de l'Europe, l'évolution constatée des émissions depuis 2005 s'explique par de multiples facteurs influant à la hausse ou la baisse des émissions :

Facteurs de hausse des émissions :

- la variable démographique : hausse de la population de 11 % au cours de la période, et de la baisse du nombre de personnes par ménage (2,9 en 1975 contre 2,3 en 2005) ;
- la croissance économique jusqu'en 2008.

Facteurs de baisse des émissions :

- l'évolution des prix de l'énergie ;
- la structure de la production industrielle avec une industrie lourde en repli ;
- les politiques et mesures climatiques mises en œuvre aux niveaux national et européen ;
- le ralentissement de l'activité économique depuis fin 2008.

Autres facteurs :

- les variables spécifiques liées aux émissions agricoles et aux mouvements de stockage-déstockage de carbone dans les sols et les forêts ;
- les conditions climatiques (le climat a par exemple été très rigoureux en 2010 : coefficient de rigueur de 1,11 et très doux en 1990, avec un coefficient de 0,9).

En particulier, **la hausse des prix de l'énergie** s'est répercutée sur les différents secteurs de l'économie. Dans la production électrique, l'augmentation des prix du fioul lourd et du gaz est en partie responsable de la substitution des moyens thermiques par davantage de production renouvelable (hydraulique, éolien, et biomasse)¹. D'autre part, le prix élevé des carburants a contribué à une réduction des émissions du transport.

Les politiques et réglementations ont très certainement contribué à la baisse des émissions françaises :

(1) CGDD (2011), Repères : chiffres clés de l'énergie, décembre.

- le volet « renouvelable » du paquet énergie-climat a été traduit dans la législation française par la loi Grenelle 1, votée en 2009 : la France s'est astreinte à un objectif de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale. Pour y parvenir, elle a mis en place des tarifs d'achat, soit l'obligation pour l'opérateur d'acheter l'électricité renouvelable à un prix garanti (depuis 2006 par arrêté) ;
- l'impact de l'ETS est difficile à évaluer : du fait de la composition du parc de production électrique et de la structure industrielle de la France, la part des émissions incluses dans l'ETS est de l'ordre de 20 %, une des plus faibles d'Europe ;
- la directive européenne sur le développement des agrocarburants (2003/30/CE) explique en partie la baisse des émissions des transports en France. Si la directive fixe un objectif d'incorporation des agrocarburants de 5,75 % en 2010, la France est allée encore plus loin avec une cible de 7 %. Sans rentrer ici dans le débat sur le contenu du puits à la roue des agrocarburants, l'utilisation de ces derniers est comptabilisée comme zéro émission. Ainsi la moitié des gains des émissions dans le secteur des transports proviendrait de l'incorporation des agrocarburants, le reste s'expliquant par une diminution des consommations unitaires et une diminution du kilométrage parcouru¹. En effet, la mise en place en 2008 du bonus/malus à l'achat de véhicules neufs moins émetteurs de CO₂ a également permis l'amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules : ainsi début 2010, la moyenne des émissions de CO₂ des voitures neuves vendues en France serait de 130,1 g de CO₂/km contre 148 fin 2007. La baisse serait donc de 12 % en deux ans. Cette politique semble avoir bénéficié en premier lieu aux véhicules diesel. Elle conduit également les constructeurs à offrir des véhicules essence moins émetteurs dans la mesure où l'écart de prix des carburants se réduit. Il en résulte une progression des véhicules essence parmi les véhicules les moins émetteurs.

De plus, la récession économique a fortement amplifié la baisse des émissions, qui ont diminué de 5 % entre 2007 et 2009. En effet, alors que la France connaissait une croissance économique entre 2,3 et 2,5 % en 2006 et 2007, en 2008, la croissance du PIB a été négative en 2008 (- 0,1 %) et 2009 (- 2,6 %). Les premières estimations pour 2010 font état d'une hausse des émissions de l'ordre de 1,5 %, principalement liée à la rigueur du climat.

(1) Ministère de l'environnement (2009), Bilan des émissions de gaz à effet de serre de la France en 2008, www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Bilan_GES_2008_cle5c8dc5.pdf.

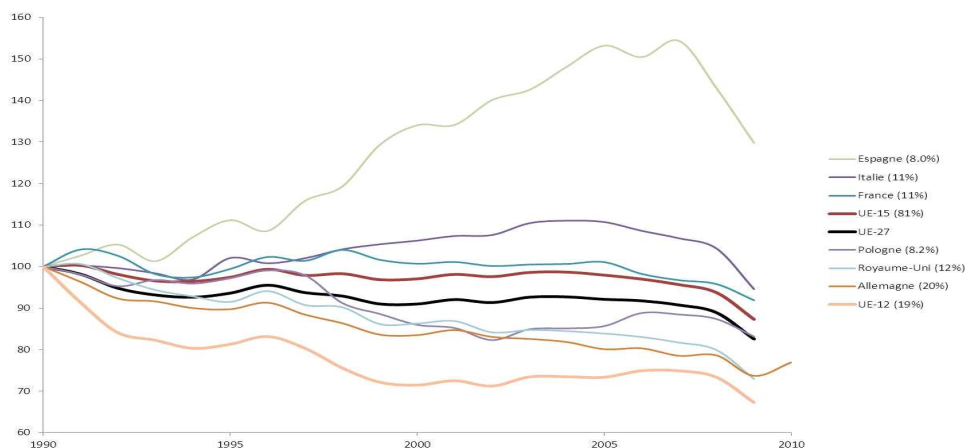
Complément 3

Une illustration des politiques climatiques étrangères

Johanne Buba¹

Les émissions des nouveaux États membres de l'Union européenne (UE) ont suivi une trajectoire bien différente des membres historiques de l'UE-15 : les premières ont fortement diminué jusqu'en 2000 pour ensuite augmenter sous l'impulsion d'un rattrapage économique, alors que les deuxièmes ont stagné jusqu'en 2003 puis ont ensuite diminué. Mais ces évolutions cachent des disparités : alors que l'Allemagne et le Royaume-Uni ont connu une baisse régulière de leurs émissions depuis 1990, les émissions de certains États (France, Italie) n'ont diminué que récemment (2004/2005), et un troisième groupe, composé de la Pologne et de l'Espagne, voit ses émissions fortement augmenter. **Six pays représentent 70 % des émissions européennes** : Allemagne (20 %), Royaume-Uni (12 %), Italie (11 %), France (11 %), Pologne (8,2 %), Espagne (8 %).

Graphique 9 : Évolution des émissions de 1990 à 2010



Source : Dejean F. (2011), *Tendances historiques des émissions de gaz à effet de serre en Europe*, Agence européenne pour l'environnement, présentation devant le Comité, 30 juin

(1) Johanne Buba – Chargée de mission – Département Développement durable - Centre d'analyse stratégique.
johanne.buba@strategie.gouv.fr

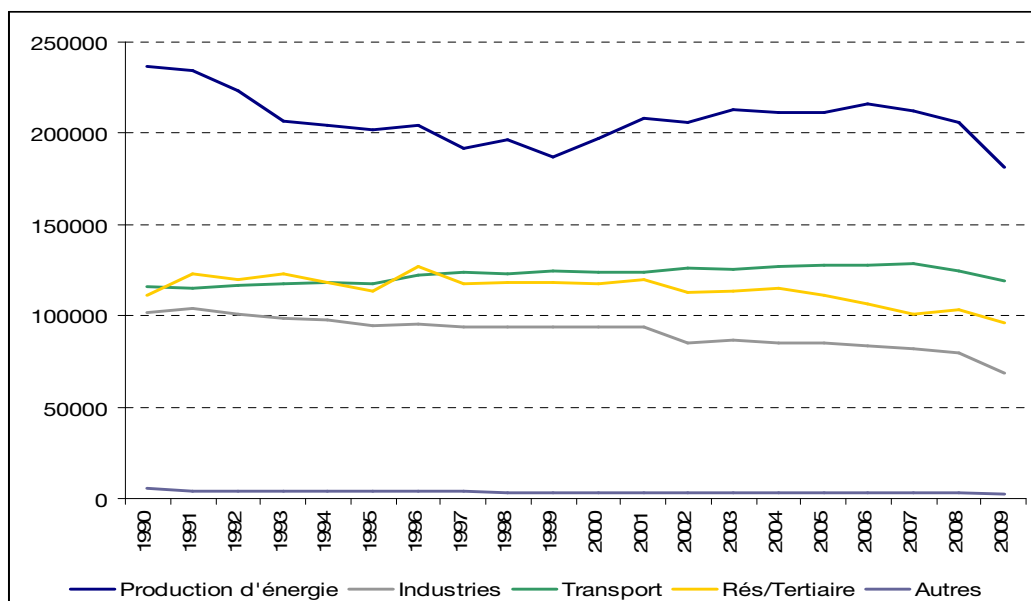
1. Royaume-Uni

Le *Climate Change Act 2008* fixe un objectif de long terme de 80 % de réduction d'émissions à horizon 2050. Le Royaume-Uni est en faveur d'un relèvement de la cible à 2020 à 30 %.

1.1. Analyse des émissions de 1990 à 2009

Les émissions de GES ont fortement diminué de 1990 à 2007 : - 18,3 % (sans changement d'affectation des terres), une baisse qui s'est accentuée avec la crise, puisque la réduction a atteint - 27 % en 2009. Néanmoins ce chiffre masque des disparités entre secteurs. En effet, si l'amélioration des processus industriels (diminution des émissions liés aux procédés de fabrication) a fortement progressé (notamment entre 1998 et 1999) et que le management des déchets a permis une réduction drastique des émissions de CH₄ (- 71 % entre 1990 et 2009) et de CO₂ (- 77 % entre 1990 et 2009), le secteur Énergie comme défini par la CCNUCC (combustion d'énergie, incluant alors la production d'énergie, la consommation d'énergie liée à l'industrie, le transport, le résidentiel et le tertiaire) a connu une évolution plus erratique. En effet, **le secteur de la production d'énergie a vu ses émissions diminuer considérablement entre 1990 et 1999 (- 21 %), puis remonter (+ 13,5 % entre 1999 et 2007) sans que les données montrent un quelconque point d'inflexion pendant cette dernière période.** Le ralentissement économique en 2008 et 2009 a évidemment conduit à une diminution des émissions du secteur de la production d'énergie (*voir graphique ci-dessous*). Si les émissions du secteur Énergie (au sens de la CCNUCC) apparaissent stagnantes depuis 1999, c'est avant tout grâce à la diminution des émissions du secteur résidentiel/tertiaire mais aussi de l'énergie utilisée dans l'industrie.

Graphique 10 : Émissions du secteur énergie de la comptabilisation de la CCNUCC (en ktonnes de CO₂eq)

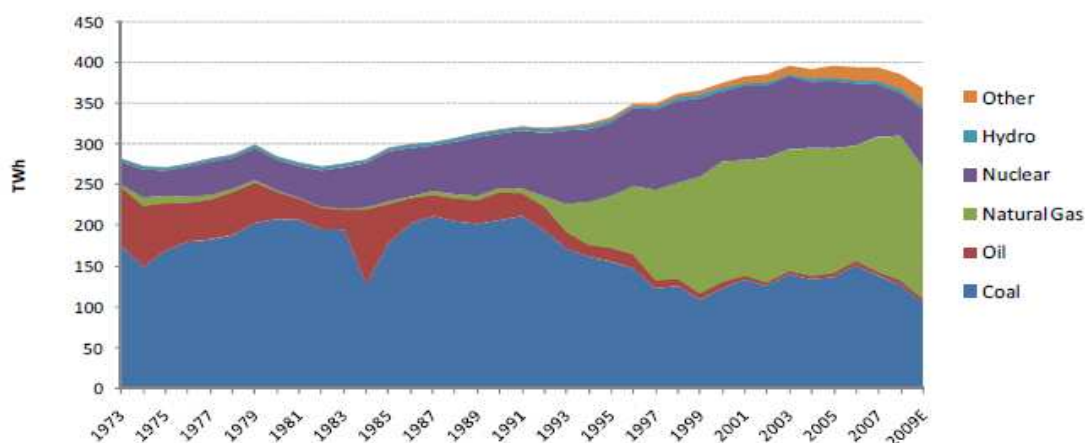


Source : Inventaire CCNUCC

L'évolution des émissions, notamment du secteur de la production d'énergie, s'explique avant tout par la volonté du gouvernement de conserver son indépendance énergétique. Dans les années 1970, le Royaume-Uni découvre progressivement de larges champs gaziers en Mer du Nord et développe son industrie gazière. La privatisation du secteur gazier (*Natural Gas Act*), et notamment de la *British Gas*, contribue alors à diminuer les coûts de production du gaz ainsi que le prix de l'électricité produite à partir de centrales à gaz. **Principal soutien du secteur charbonnier, le marché de l'électricité se privatise réellement en 1989 (*Energy Act* 1989), favorisant alors le gaz au détriment du charbon.** La substitution du charbon par du gaz dans la production électrique se double de considérations environnementales, puisque le gouvernement signe en 1988 une directive européenne lui adjoignant de réduire de 60 % les émissions de dioxyde de soufre en 2003 par rapport à 1980¹.

La rupture observée en 1999 dans les émissions du secteur de la production d'énergie se retrouve dans le graphique présentant l'électricité produite par les différentes sources. **La structure du mix électrique (et donc le niveau des émissions) s'explique avant tout par la disponibilité des réserves de gaz.** En effet, si le charbon reprend une place importante à partir des années 2000, c'est que le pic de production des anciens champs de Mer du Nord est atteint cette même année.

Graphique 11 : Production d'électricité par source



Source : AIE (2010) « United Kingdom », *Oil & Gas Security*.

1.2. La politique climatique britannique : vers le facteur cinq

Le *Climate Change Act*, daté de 2008, fixe des objectifs quinquennaux de réduction d'émissions permettant de respecter l'objectif de long terme de 80 % à 2050 par rapport aux niveaux de 1990. Ainsi les « budgets carbone » établissent les objectifs sur une période de cinq ans (2008-12, 2013-17, 2018-22) et doivent être votés par le Parlement. Approuvé en Juin 2011, le dernier et quatrième *Carbon Budget*, s'étendant sur la période 2023-2027, fixe l'objectif de réduction, particulièrement ambitieux, de 50 % sur cette période. L'effort supporté par le secteur non-ETS sera néanmoins conditionné par les objectifs européens et le relèvement de l'objectif de 20 % à 30 % en 2020. Ainsi, si la quantité de quotas présents sur l'ETS

(1) Pour une histoire complète des secteurs de l'énergie au Royaume-Uni : www.eia.gov/emeu/pgem/electric/ch2.html.

était trop importante, et les efforts portés par les entreprises britanniques soumises à l'ETS alors faibles, le gouvernement verrait à la baisse, en 2014, les objectifs de réduction prévus par les *Carbon Budgets*¹ afin d'éviter de faire porter le poids de l'objectif national essentiellement sur les secteurs hors ETS. D'importantes politiques et mesures sont en cours d'élaboration afin de fixer les orientations concrètes permettant de parvenir à l'objectif de réduction.

Tableau 1 : Cibles retenues dans les *Carbon Budgets*

	Budget 1 (2008-12)	Budget 2 (2013-17)	Budget 3 (2018-22)	Budget 4 (2023-2027)
Budget carbone (Mt CO _{2eq})	3 018	2 782	2 544	1 950
Pourcentage de réduction en dessous du niveau de 1990	22	28	34	50

Source : DECC

1.2.1. La réforme du marché de l'électricité

Près des trois quarts de l'électricité est produite à partir de gaz ou charbon, ce qui porte le problème de la décarbonisation du système électrique au rang des priorités. Aujourd'hui moins de 7 % provient de sources renouvelables, alors que l'objectif fixé par le paquet énergie-climat prévoit que cette part soit portée à 30 % en 2020. Le secteur électrique est responsable de 34 % des émissions britanniques.

Le *Committee on Climate Change, en charge de la réflexion en amont sur les instruments, préconise un objectif de « zéro émission » en 2030 pour le secteur électrique.* Côté offre, à l'image des solutions technologiques apportées par la *Roadmap* européenne, **le gouvernement mise principalement sur le développement des énergies renouvelables, des réseaux de chaleur et du CCS (capture et stockage du CO₂ dans les aquifères salins ou les anciens gisements pétrolifères), mais aussi du nucléaire².** Le gouvernement a promis environ 1,15 milliard d'euros pour couvrir l'investissement du premier pilote de stockage du carbone. D'après Ofgem, le régulateur britannique, l'investissement dans la génération, la transmission et la distribution d'énergie pourraient s'élever à quelques 225 milliards d'euros, dont 125 milliards dans les seules infrastructures liées à l'électricité³. Côté demande, **l'accent est mis sur la diminution des consommations, via l'amélioration de l'efficacité énergétique mais aussi le développement des réseaux intelligents.**

Dans les années 1990, la Grande-Bretagne a fait le choix d'une complète libéralisation de son marché de l'électricité. Face aux objectifs renouvelables, elle introduit aujourd'hui progressivement des mesures réglementaires :

(1) Site du DECC dédié au Carbon Budget :

www.decc.gov.uk/en/content/cms/emissions/carbon_budgets/carbon_budgets.aspx.

(2) UK Government (2011), Carbon Plan, mars.

(3) Avis du Committee on Climate Change : Committee on Climate Change (2010), The Fourth Carbon Budget: Reducing emissions through the 2020's, décembre, www.theccc.org.uk/carbon-budgets/4th-carbon-budget-path-to-2030.

- en 2002, les *Renewables Obligations* (RO) deviennent le principal mécanisme incitatif pour la génération d'électricité renouvelable à grande échelle, puisque l'Ofgem oblige chaque fournisseur d'électricité à vendre un pourcentage fixé à l'avance d'électricité renouvelable ou à payer des pénalités. Certifiées par l'Ofgem, ces quantités d'électricité générée prennent alors la forme de crédits échangeables entre producteurs. Depuis le 1^{er} avril 2009, toutes les sources renouvelables ne sont pas équivalentes. Par exemple, les technologies plus coûteuses, telles que l'éolien offshore, sont davantage valorisées ;
- depuis le 1^{er} avril 2010, des tarifs d'achat ont cours pour les petites unités de production renouvelables installées par des communautés, des entreprises ou encore des particuliers, que l'électricité soit réinjectée sur le réseau ou non. Comme en France ou en Allemagne, le niveau du tarif (de 1,4 à 27 centimes d'euros le kWh) et la période de paiement (de 10 à 25 ans) dépendent de la technologie développée.

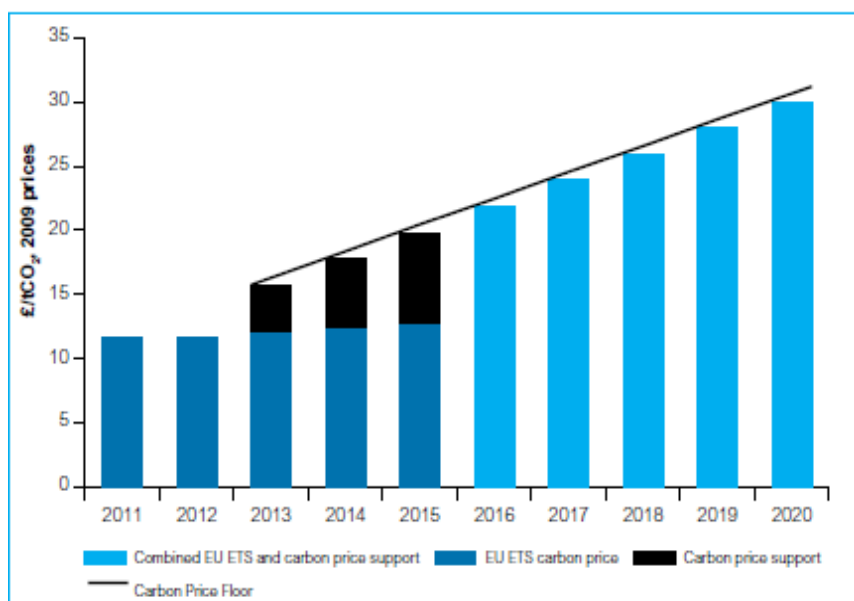
Mais l'administration actuelle estime que ces mesures ne suffiront pas à remplir l'objectif de décarbonisation du système électrique et elle a donc lancé une consultation sur une possible réforme du marché de l'électricité et la création de nouveaux instruments.

La libéralisation du secteur a conduit au développement d'un important marché de gros : le prix sur ce marché est bien souvent celui du coût des centrales à gaz (voire du charbon), puisqu'il est fixé par le coût marginal de production. Ces centrales ont une structure de coûts (important coûts opératoires contre faible coût d'investissement) bien différente de celle des nouveaux moyens de production renouvelables. Au-delà du fait que ces dernières présentent des coûts totaux annualisés supérieurs à ceux des unités gaz ou charbon, il est bien souvent difficile de prendre la décision d'investir dans des moyens de production capitalistiques alors que le prix de l'électricité fluctue avec les cours du gaz. Ainsi, si les règles portant sur l'ETS détermineront en partie la transition du secteur électrique britannique, elles ne suffiront pas à engranger un rythme de décarbonisation suffisant¹. Le gouvernement propose plusieurs pistes pour réformer le marché de l'électricité ;

- considérant que les investisseurs ont besoin d'un prix du carbone plus stable qu'il ne l'est aujourd'hui sur le marché ETS, **le gouvernement propose la mise en place d'un prix plancher du carbone pour les entreprises soumises à l'ETS** : ce prix sera décidé deux ans à l'avance, et le taux payé en sus dépendra donc du prix du carbone sur l'ETS. De manière indicative, le gouvernement propose un prix de 35 euros la tonne de CO₂ en 2020 et 80 euros la tonne de CO₂ en 2030. Les combustibles utilisés pour la production d'électricité seront également taxés d'un prix correspondant à ce prix plancher selon leur contenu carbone ;

(1) UK Government (2010), *Electricity Market Reform – Consultation document*, www.decc.gov.uk/assets/decc/Consultations/emr/1041-electricity-market-reform-condoc.pdf.

Graphique 12 : Prix plancher du carbone



Source : UK Government (2011), *Planning our electric future, White paper*, 12 juillet
www.decc.gov.uk/assets/decc/11/policy-legislation/EMR/2176-emr-white-paper.pdf

- **les tarifs d'achat pourraient être revus**, selon un mode opératoire se rapprochant de ceux mis en place aux Pays-Bas ou au Danemark pour l'éolien offshore¹, que l'on peut qualifier de **tarif d'achat avec Contrat pour la Différence**. Celui-ci consiste en un paiement en sus du prix de vente sur le marché de l'électricité, paiement correspondant à la différence entre un tarif garanti et un indice de prix du marché. Puisqu'il garantit des revenus stables à l'investisseur, cet instrument minimise les coûts du capital pour celui-ci, entraînant un moindre impact sur le consommateur. De plus, il évite les rentes, puisque le paiement s'ajuste en fonction du prix de l'électricité sur le marché de gros. Selon l'indice de prix du marché choisi, il préserve l'efficacité du signal prix, puisque si le remboursement est fixé par rapport à un prix moyen, le producteur est incité à vendre son électricité au dessus de ce prix moyen ;
- le gouvernement cherche à sécuriser l'approvisionnement en électricité, considérant que la transition vers une société bas-carbone se traduira par des capacités moins flexibles (notamment car les centrales thermiques seront progressivement remplacées par des moyens de production renouvelables comme l'éolien, peu flexible) et donc que les risques de *blackout* seront plus importants à l'avenir. **L'introduction d'un mécanisme de capacité** permettrait de s'assurer que les capacités seront suffisamment diverses et fiables pour répondre à la demande, même dans des conditions climatiques particulières. Le terme « capacité » inclut aussi bien les technologies de production comme les écrêtages de pointe, le stockage ou encore les interconnexions. Deux mécanismes sont envisagés : i) des réserves stratégiques achetées par un coordinateur central, et placées en dehors du marché électrique, mais qui y seraient réintégrées au dessus d'un certain prix de l'électricité ; ii) la création d'un marché de capacités, où un

(1) En Allemagne comme en France, les producteurs reçoivent un tarif d'achat fixe de la part du régulateur. En Espagne, les producteurs revendent leur électricité sur le marché et reçoivent un « premium » en plus de ce prix de vente.

coordinateur central déterminerait la demande et fournirait des contrats de long-terme aux producteurs en échange de l'assurance d'une délivrance des capacités. Dans ce dernier cas, l'on garantit un revenu fixe aux producteurs sur quelques années, ce qui peut faire doublon avec le tarif d'achat. Si les impacts de ces deux mécanismes sont encore à l'étude, la deuxième solution semble séduire davantage le gouvernement, qui y voit une manière plus efficace de faire émerger des solutions innovantes, telles que le management de la demande¹. Néanmoins l'application d'un tel mécanisme compliquerait l'intégration du secteur électrique britannique dans le marché de l'électricité européen.

1.2.2. Une amélioration de l'efficacité énergétique, notamment dans le résidentiel

En 2001, la Grande-Bretagne a progressivement avancé sur le terrain de la tarification du carbone, en imposant le *Climate Change Levy*, une taxe sur les consommations d'énergie des entreprises (hors du périmètre de l'ETS). Les revenus issus de la taxe sont recyclés sous forme d'allègement des cotisations sociales. Cette taxe a pour but d'inciter les entreprises à améliorer l'efficacité énergétique des équipements utilisés, ou l'empreinte énergétique de leurs bâtiments.

Depuis le 1^{er} avril 2010, le gouvernement a mis en place le *Carbon Reduction Commitment Energy Efficiency Scheme*, sorte de marché de permis d'émissions sur les entreprises non couvertes par l'ETS, les supermarchés, les banques, les autorités locales ou encore les administrations (représentants environ 10 % des émissions britanniques). La simplification du système est aujourd'hui soumise à consultation, puisqu'il est prévu que cette mesure soit prolongée jusqu'en 2023.

Le *Green Deal* constitue la mesure phare de la nouvelle loi sur l'énergie *Energy Bill 2010-11*, loi en cours d'élaboration dont l'objectif est principalement d'améliorer l'efficacité énergétique en levant les barrières à l'investissement, notamment dans le bâtiment, qui représente 24 % des émissions britanniques. Il permet aux particuliers de financer la modernisation de leur logement *via* les économies sur leur facture énergétique. Pour ce faire, ce mécanisme innovant s'appuie sur une règle d'or : **ne sont comptabilisées au titre de *Green Deal* que les améliorations dont le coût est inférieur aux économies d'énergie**. Ainsi un institut agréé par le gouvernement évaluera les travaux optimaux pour l'augmentation de l'efficacité énergétique d'un logement, qui ne pourront être réalisés que par des installateurs agréés. Ce mécanisme a aussi la particularité d'associer ce « crédit » à un logement et non à une personne, de sorte que le *Green Deal* est transmis au nouveau propriétaire lors de la vente du bien².

En 2008, le gouvernement avait imposé aux distributeurs de gaz et d'électricité des objectifs en termes de réduction d'émissions dans les foyers, appelés les CERT (pour *Carbon Emissions Reduction Target*) (anciennement le *Energy Efficiency Commitment* mis en place en 2002). Ces derniers devaient alors démontrer que les mesures qu'ils avaient mises en place avaient effectivement conduit à une diminution des émissions de leurs clients. Plus communément appelés les *White Certificates* ou certificats d'économie d'énergie, ils ont conduit à des économies d'énergie importantes, notamment dans les domaines de l'isolation, de l'éclairage, des appareils électrique et

(1) DECC (2011), *Planning our electric future: a White paper for secure, affordable and low carbon electricity*, juillet et Annexe C "Consultation on possible models for a Capacity Mechanism".

(2) www.decc.gov.uk/en/content/cms/tackling/green_deal/green_deal.aspx.

du chauffage. Au total, en septembre 2010, 3 millions de ménages ont reçu des travaux d'isolation et 300 millions de lampes fluocompactes ont été distribuées. **Ce mécanisme devrait être rénové pour favoriser les personnes les plus démunies ou touchées par la « pauvreté énergétique » et renommé *Energy Company Obligation*.** Il viendrait en complément du *Green Deal* puisqu'il pourrait aider à financer l'investissement pour les personnes à faible revenu, qui ont une facture énergétique et une consommation trop faible pour imaginer faire des économies d'énergie avec des travaux d'efficacité énergétique.

L'incitation à la rénovation du bâti ancien est une question cruciale en Grande-Bretagne comme en France, notamment quand cela touche à la location. En effet, l'incitation du propriétaire à financer des travaux, dont il ne profite pas, est nulle. Le gouvernement britannique prévoit, à partir de 2016, d'obliger les propriétaires à recevoir les requêtes des locataires pour une rénovation de type *Green Deal*.

1.2.3. La Green Investment Bank pour corriger les imperfections de marché

Les dépenses d'investissement pour remplir les objectifs européens et britanniques fixés par les différentes lois et directives s'élèveraient à quelques 250 milliards d'euros (voir tableau ci-dessous). Le secteur privé doit manifestement contribuer largement aux efforts. Si certains instruments, cités précédemment, comme un prix du carbone ou un tarif d'achat, permettront de rediriger les investissements privés vers des projets bas-carbone, certaines imperfections de marché existent et pourraient freiner la participation du privé. **Celles-ci doivent donc être corrigées par une intervention publique, notamment par la création d'une banque, la *Green Investment Bank*, (à partir de 2012) qui proposerait des produits permettant de réduire le risque perçu par les investisseurs, et de faciliter l'accès au financement.**

Tableau 2 : Besoins d'investissement à l'horizon 2020

Secteurs	Montants des investissements d'ici à 2020 (milliards d'euros)	Détails
Secteur électrique	125	
Renouvelable	57-70	Environ 34 GW renouvelables installés d'ici à 2020 (biomasse, éolien offshore)
CCS	1,15	Projet pilote à échelle commerciale
Nucléaire	20	Maximum 6 GW installés à 2020
Transmission	5,4	Renforcement du réseau pour l'intégration des unités renouvelables et nucléaires
Réseaux intelligents	12,6	Déploiement de compteurs « intelligents » et d'un réseau
Chaleur renouvelable	11,5	Production possible de 68 TWh de chaleur renouvelable
Efficacité énergétique	21-30	
Domestique	5,2	Potentiel de 16 millions d'installations et de rénovation
Non domestique	16-24	Pour l'industrie et les bâtiments commerciaux

Secteurs	Montants des investissements d'ici à 2020 (milliards d'euros)	Détails
Transport	39 - 41	
Ferroviaire	4,5 - 7	Électrification du réseau existant, <i>Thameslink, the Intercity Express programme and the Crossrail</i>
Véhicules du futur	34	Construction des infrastructures, notamment de recharge (9000 points d'ici 2013)
Eau	23	Amélioration du service public
Déchets	17	Amélioration du management des déchets, production d'énergie à partir de déchets
Adaptation	13	Dépenses d'adaptation de 1,3 milliard par an pour la protection contre les inondations
Total	250 - 260	

Source : UK government (2011), *Update on the design of the Green Investment Bank*.

2. Allemagne

L'Allemagne s'est astreinte à des objectifs de réduction de ses émissions de GES de 40 % d'ici à 2020, 55 % à 2030, et 80-95 % à 2050 (par rapport au niveau de 1990). Pour se faire, elle a mis en place sa feuille de route, le *Energiekonzept*. Ce plan et les mesures évoquées pourraient être en partie remis en cause par les récents événements de Fukushima.

2.1. Analyse des émissions de 1990 à 2009

L'Allemagne a fortement réduit ses émissions depuis 1990, puisque celles-ci en 2009 étaient 26,3 % en dessous du niveau de 1990 (contre 21,5 % en 2007). Comme pour le Royaume-Uni, l'on observe que les émissions entrant dans la catégorie Énergie de la CCNUCC sont stables¹. **Le profil des émissions liées à la production d'énergie est assez proche de celui du Royaume-Uni, puisque les émissions diminuent drastiquement de 1990 à 1999 (-18,9 %), ce qui s'explique par la fermeture de centrales à charbon dans les nouveaux Länder. Mais la tendance s'inverse à partir de 2000 : les émissions augmentent alors régulièrement (+11,9 % entre 2000 et 2007) notamment en raison de la construction de nouvelles centrales à charbon.** La politique énergétique allemande est clairement contrainte par une volonté de s'assurer une certaine sécurité énergétique, tout en prenant en compte des considérations environnementales. Possédant des ressources pétrolifères limitées, l'Allemagne a jusqu'à maintenant assuré son indépendance énergétique grâce à ses réserves en charbon (le charbon assure 56 % de l'énergie primaire), en subventionnant ce secteur. D'autre part, en 2000, le gouvernement s'engage à initier le démantèlement du parc nucléaire, sous pression du lobby anti-nucléaire. Depuis 2005, soit que le gouvernement cherche à remplir ses objectifs environnementaux, soit que l'ETS a porté ses fruits, les capacités renouvelables ont fortement augmenté.

(1) *German Greenhouse Gas Inventory (2011), Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol, National Inventory Report 1990 – 2009.*

Contrairement à la plupart des pays européens, **les émissions du transport en Allemagne connaissent une tendance baissière régulière depuis 2000**. En effet, les gains d'efficacité technique ont été supérieurs à l'augmentation de la performance des véhicules. Une réduction des émissions de CO₂ de 10 % a été observée entre 1998 et 2007 chez les véhicules neufs. Le report vers des véhicules diesel ainsi que l'utilisation plus importante de biocarburants, considérée comme neutre en carbone, ont également contribué à cette inversion de tendance¹.

2.2. Politique climatique : vers le facteur quatre

2.2.1. *Le Energiekonzept : un plan ambitieux...*

Le *Energiekonzept* propose une vision à long terme permettant de parvenir à l'objectif de réduction en 2050, tout en assurant à l'Allemagne des emplois et des entreprises compétitives. Il a été ratifié par les organes législatifs. Il propose quelques 140 mesures concrètes (dont certaines sont encore en cours d'élaboration) articulées autour de trois piliers² :

- pour devenir moins carboné, le système électrique allemand devra se tourner plus massivement vers les énergies renouvelables. Le gouvernement maintient un soutien fort à ces filières au moyen de tarif d'achat mais aussi de l'obligation d'achat sur le réseau. Les réseaux de chaleur et la production de chaleur à partir de sources renouvelables sont fortement encouragés par la nouvelle législation ;
- la demande en énergie doit diminuer, nécessitant des efforts importants en matière d'efficacité énergétique dans l'ensemble des secteurs. Il existe de grands potentiels de réduction dans l'industrie et dans le bâtiment (80 % des bâtiments doivent être mis aux normes ; aujourd'hui le taux de rénovation est de 1 %, et l'objectif est de 2 %) ;
- et le réseau électrique au niveau national comme au niveau européenne devrait être amélioré, adapté et prolongé, en partie pour permettre à l'Allemagne d'importer de l'électricité renouvelable, notamment d'Afrique du Nord.

Le tableau ci-dessous présente les objectifs chiffrés pour différents secteurs.

(1) www.umweltbundesamt-daten-zurumwelt.de/umweltdaten/public/theme.do;jsessionid=F6316191AB18A0E3A5EE09458170F219?nodeldent=5677.

(2) Pour plus de renseignements sur le Energiekonzept, consulter le site du BMU : www.bmu.de/english/energy_efficiency/doc/46721.php.

Tableau 3 : Les objectifs sectoriels du *Energiekonzept*

	Climat	Énergies renouvelables		Efficacité			
		GES	% de l'électricité	% de l'énergie primaire	Énergie primaire	Électricité	Effacité énergétique
2020	- 40 %	35 %	18 %	- 20 %	10 %	Augmente de 2,1 % par an	Rythme de rénovation doublé d'ici à 2020 : de 1 % à 2 % ; Abaissement des besoins de chauffage de 80 % d'ici à 2050
2030	- 55 %	50 %	30 %				
2040	- 70 %	65 %	45 %				
2050	- 80 - 95 %	80 %	60 %	- 50 %	25 %		

Source : *Energiekonzept*, BMU

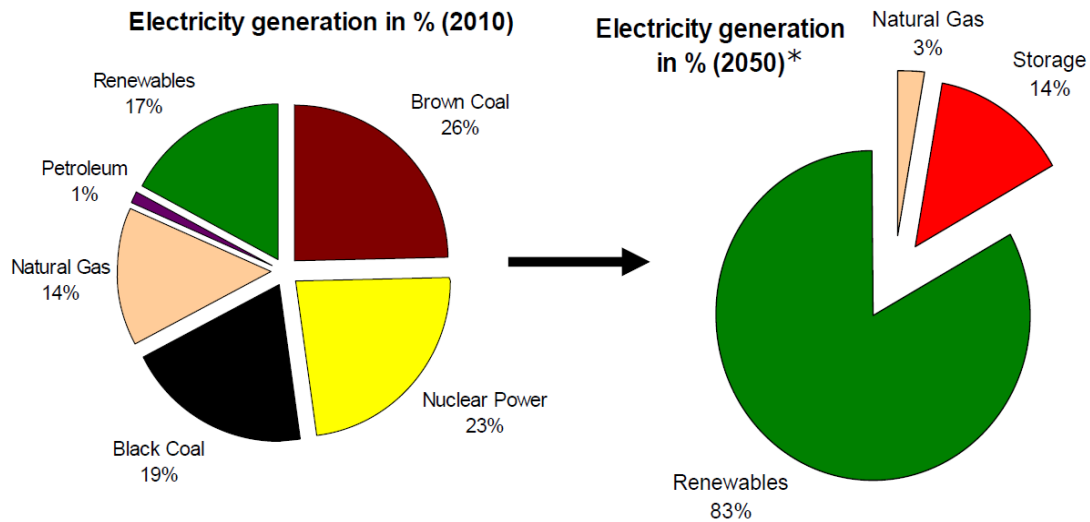
La décarbonisation est un des enjeux importants de cette feuille de route, et l'objectif est ambitieux : parvenir à produire 80 % de l'électricité à partir de sources renouvelables (*voir graphique suivant*). Si aujourd'hui l'éolien (36 %) et la biomasse (28 %) sont les énergies renouvelables majoritaires, **l'éolien devraient se tailler la part du lion dans le bouquet électrique à 2050 (avec 62 % de la production)**, dont une grosse partie proviendrait de l'éolien *offshore*¹. En effet, les capacités d'implantation *onshore* sont presque toutes épuisées. Ainsi, la plupart des installations aujourd'hui consistent à remplacer les anciennes unités par de nouvelles plus performantes (*repowering*).

L'Allemagne mise également sur les importations d'électricité « verte » en provenance de l'étranger, notamment d'Afrique du Nord (20 % des besoins électriques)². Cela suppose notamment d'étendre et d'améliorer le réseau de transport de l'électricité au sein de l'Union européenne, mais aussi de construire une (voire deux) câbles à courant continu sous la mer Méditerranée, pour acheminer l'électricité vers l'Allemagne.

(1) Graichen P. (2011), The German Energy Concept, BMU, conférence organisée par l'IDDRI, 1^{er} juin.

(2) Fraunhofer Institute (2010), Energiekonzept 2050: Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100 % erneuerbaren Energien, Juin.

Graphique 13 : Évolution envisagée du mix électrique à 2050



Source : Graichen P. (2011), *The German Energy Concept*, BMU, conférence IDDRI, 1^{er} juin

L'éolien *offshore*, le choix renouvelable

Le gouvernement prévoit l'installation de près de 25 GW de capacités éoliennes en mer, pour un investissement de 75 milliards. Cette technologie est encore peu mature, contrairement à celle utilisée en *onshore*, notamment car les conditions climatiques sont plus extrêmes, mais aussi car l'installation demande des équipements spécialisés, sans parler du raccordement des unités au sol. Pourtant compte tenu de la saturation des sites les plus ventés sur la terre ferme mais aussi compte tenu de son expérience industrielle dans le domaine, l'Allemagne mise sur un développement de l'*offshore*, qui devrait représenter pas moins de 40 % de l'électricité renouvelable en 2050. Pour cela, le gouvernement souhaite mettre en place divers instruments :

- la technologie étant encore incertaine, le risque perçu par les banques est élevé, conduisant à des taux d'intérêt élevés. Cinq milliards devraient donc être mis à disposition d'un programme spécial « *Offshore Wind power* » pour des prêts aux taux du marché par la kfW (équivalent allemand de la Caisse des dépôts). Cela devrait permettre la construction des dix premiers champs offshore et améliorer, par la suite, la confiance des banques vis-à-vis de tels projets ;
- la réforme de l'EEG pourrait prévoir notamment de mieux refléter les coûts de l'*offshore*. Très capitalistique, cette technologie pourrait se développer davantage par l'instauration d'un tarif d'achat plus haut mais sur une période plus courte.

Le gouvernement mise sur une diminution de la demande énergétique totale, notamment grâce à la rénovation des bâtiments. Le nœud du problème ici comme ailleurs est d'inciter les propriétaires ou les locataires de logement à rénover leur habitation. La mise en place d'une taxe sur l'énergie afin d'internaliser le coût du CO₂ dans le marché de la chaleur, ainsi que des déductions d'impôts pour les rénovations permettront d'initier des changements. L'Allemagne est souvent citée en exemple dans ce domaine, notamment *via* la banque publique kfW, qui propose des instruments financiers permettant de lever les inerties dans ce secteur en particulier. La KfW (*Kreditanstalt für Wiederaufbau*) est très active dans la rénovation du bâti existant, à travers deux programmes (*CO₂-Minderungsprogramm* et *CO₂-Gebäudesanierungsprogramm*). Le premier permet le financement de mesures

ciblées, *via* des prêts à taux préférentiels. Le second a pour objectif la rénovation du logement et regroupe donc un ensemble de mesures, financées également *via* des prêts préférentiels mais également *via* une annulation d'une partie du prêt (jusqu'à 15 %) pour les logements qui atteignent une consommation d'énergie par m² équivalente ou inférieure à celle définie par les normes de construction du bâti neuf. Même si les réductions d'émissions n'ont pas été à la hauteur des attentes du gouvernement, ces programmes ont tout de même permis la rénovation partielle ou totale de plus de 1 million de logements. Sans oublier qu'ils ont entraîné de nombreuses créations d'emplois dans ce secteur.

D'importantes subventions de recherche devraient se poursuivre, notamment dans les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique, le stockage de l'énergie, et l'intégration des énergies renouvelables au réseau.

En Allemagne, comme ailleurs, il existe de fortes résistances, qui pour être dépassées, nécessitent un support éducatif et une stratégie transparente. L'acceptabilité est une donnée primordiale dans les choix nationaux. Au-delà des coûts trop importants associés à cette technologie, le CCS rencontre de fortes oppositions dans le pays, ce qui a conduit le gouvernement à revenir sur son projet de loi. Ces problèmes d'acceptabilité et de coûts conduisent à ce qu'aucune entreprise privée ne cherche aujourd'hui à se lancer dans un tel projet. Un cadre législatif ne sert donc à rien dans ce contexte.

2.2.2. ... mais difficile à financer

La KfW estime la facture du tournant énergétique à 250 Md€. Ce chiffre prend en compte les investissements nécessaires à la réalisation de nouvelles capacités de production, dont les ENR, les éventuelles importations d'électricité depuis l'étranger, le démantèlement prématuré des installations existantes etc.

La décision allemande de l'arrêt immédiat de huit centrales nucléaires est intervenue brusquement alors que les décisions politiques tendaient jusqu'alors à réintégrer le nucléaire dans le mix électrique futur. Plusieurs problèmes vont se poser à court terme, notamment pendant cet automne et cet hiver, puisque cette décision risque de mettre à rudes épreuves les interconnexions électriques européennes. À moyen terme, la question du financement reste centrale. Les énergies renouvelables devront constituer la grande majorité du mix électrique, mais il est probable que l'Allemagne aura aussi recours plus massivement aux centrales à gaz et au charbon (11 300 MW sont en construction), ainsi qu'à de l'électricité venue des pays limitrophes.

D'après le représentant allemand, intervenu le 22 septembre devant le Comité, des gains importants sur les technologies sont attendus, notamment grâce à un effort accru de R & D. Si la facture énergétique des consommateurs finaux pourrait augmenter sous l'effet d'un changement de bouquet énergétique, cette hausse sera en partie compensée par une diminution de la demande (par une rénovation des bâtiments notamment). In fine, un ménage pourrait réduire sa facture de 140 euros par an, grâce à l'achat d'appareils plus performants.

Fin 2010, le Bundesrat a validé deux lois importantes du Energiekonzept : la loi sur la taxe sur les combustibles – à cette occasion, la chancelière Angela Merkel a aussi obtenu la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires – et la loi sur la

création d'un fonds d'investissement énergie-climat (le *Energie – und Klimafonds*). Ainsi selon la loi, ce dernier serait abondé par la taxe sur le combustible nucléaire jusqu'en 2017 (environ 18 euros le MWh, soit 2,3 milliards d'euros par an) et par la vente aux enchères des permis d'émissions du SCEQE¹. Il devrait être abondé par la totalité des futurs revenus des enchères sur l'ETS (environ 300 millions d'euros en 2011, 780 millions en 2012 et 3 300 millions à partir de 2013²). Ce fonds devrait aider au financement de projets renouvelables mais également de projets d'efficacité énergétique ou d'électromobilité sous forme de prêts bonifiés, et de subventions directes. Une partie du fonds sera également redistribuée aux industries intensives en énergies pour compenser la hausse des prix de l'électricité, qui résultera de la mise aux enchères des permis. Ce fonds devrait être géré par le gouvernement fédéral lui-même mais en lien étroit avec les autorités régionales et locales.

La catastrophe de Fukushima a conduit la chancelière Angela Merkel à décider la fermeture progressive et définitive des centrales nucléaires. Cette décision a entraîné l'arrêt immédiat des transferts, jusque là volontaires des opérateurs de centrales nucléaires, vers ce fonds. **Le gouvernement revoit donc sa copie sur l'utilité et le financement de son fonds.** D'une part, il devrait être abondé par la totalité des enchères du SCEQE, et non par une partie comme initialement prévu fin 2010, ce qui porterait les sommes disponibles à plus de 3 milliards d'euros par an. Cependant, les objectifs initiaux de ce fonds pourraient évoluer. En effet, celui-ci proposait d'investir directement ou de prêter à des taux préférentiels aux investisseurs afin de lever des fonds privés pour des projets domestiques comme internationaux (dans le cas des promesses faites à Cancun de financer 100 milliards de dollars par an d'ici à 2020). Aujourd'hui, certains membres du gouvernement évoquent la possibilité que la plupart de ce fonds aille à destination de projets nationaux, dont la subvention à la construction de nouvelles capacités au charbon (technologie CCS) et au gaz (seulement pour les petits producteurs ayant moins de 5 % de part de marché sur le segment de la production).

La fermeture des huit centrales nucléaires a eu un impact sur les prix plus faible que prévu (les prix à terme ont augmenté d'environ 5 €/MWh en avril 2011, pour passer de 55 à 60 €/MWh). Le gouvernement allemand estime que les importations d'électricité resteront, au total, faibles. En automne et en hiver, les besoins pourraient augmenter, auquel cas l'Allemagne ferait appel à des importations d'Autriche, et non de France comme souvent évoqué – certains reprochant à l'Allemagne d'arrêter le nucléaire, mais d'importer de l'électricité d'origine nucléaire de la France.

L'Allemagne et le nucléaire

En juin 2000, le gouvernement rouge-vert de l'époque et les grosses entreprises énergétiques s'entendent sur un « consensus nucléaire », visant l'abandon progressif de l'ensemble des centrales nucléaires. La loi de 2002 en fixe les termes : un arrêt progressif des différents réacteurs après 32 ans d'exploitation (soit au plus tard en 2021), ainsi que la fermeture de 18 centrales nucléaires encore actives à l'heure actuelle en Allemagne. Les différentes crises entre la Russie et les pays satellites (Biélorussie, Ukraine) ravivent la controverse sur l'utilisation de l'énergie nucléaire, réponse possible à la sécurité énergétique. Le paysage politique se décompose en deux camps opposés : arguant de risques d'accident et du problème du traitement des déchets, les Verts et le SPD appuient la sortie du nucléaire ; La CDU et la CSU, partis chrétiens-démocrates, ainsi que le FDP sont partisans d'une prolongation de la durée de

(1) www.gesetze-im-internet.de/ekfg/BJNR180700010.html.

(2) Avec un prix du permis de 17 euros.

vie des centrales nucléaires, puisqu'ils se représentent l'atome comme étant un moyen de s'affranchir d'une dépendance énergétique, de réduire les émissions et d'assurer des prix de l'électricité bas et stables. Sans décider de la construction de nouvelles centrales nucléaires, la chancelière Angela Merkel avait adopté un allongement de la durée de vie des centrales existantes. La catastrophe nucléaire de Fukushima a conduit la chancelière à revoir sa politique énergétique. Ainsi, **toutes les centrales nucléaires devraient être arrêtées d'ici à 2022** : 8 centrales en 2011 et les 9 centrales restantes entre 2012 et 2022. **Peu d'alternatives existent pour prendre le relai du nucléaire, qui représente aujourd'hui 15 % du parc et 23 % de la production d'électricité**¹.

3. Suède

Adoptée en septembre 2009 par le Parlement, la nouvelle politique suédoise pour l'énergie et le climat fixe des jalons à moyen et long terme très ambitieux. Le gouvernement s'est donc fixé la cible de réduction de ses GES sur l'hors-ETS de 40 % en 2020 (par rapport au niveau de 1990), une cible plus ambitieuse que celle prévue par le paquet énergie-climat qui est de 25 %. Il propose que la Suède devienne un pays non émetteur (« neutralité carbone ») en 2050.

3.1. Analyse des émissions de 1990 à 2009

La Suède possède l'empreinte carbone par habitant la plus faible des pays nordiques et de l'Union européenne (hors nouveaux entrants). En 2008, les émissions de GES étaient inférieures de 9 % par rapport à celles de 1990, alors que le PIB suédois a crû de 44 % sur cette même période. Les émissions du secteur Énergie, au sens de la CCNUCC, ont lentement diminué depuis 1996, année de grand froid. Mais c'est à partir de 2003 que la transition s'accélère. À y regarder de plus près, **les émissions ont avant tout diminué régulièrement dans le secteur industriel (-7,6 % entre 1990 et 2007, -28,7 % entre 1990 et 2009) et drastiquement dans le secteur résidentiel/tertiaire (-61 % entre 1990 et 2007 et -65 % entre 1990 et 2009)**. Sur ce dernier point, l'instauration d'un ensemble de taxes environnementales (*voir ci-dessous*) est très largement à l'origine d'un changement de comportement individuel.

3.2. Vers une société zéro émission en 2050

3.2.1. Un fort volontarisme environnemental depuis les années 1990

D'abord préoccupée par une forte dépendance pétrolière, **la Suède a mis en place très tôt une taxe sur l'énergie**. Dans les années 1980, le mouvement anti-nucléaire s'organisa : le parlement décida alors de l'abandon progressif du nucléaire (fixé à 2010). L'arbitrage entre un système électrique sans nucléaire et une volonté de diminuer la dépendance énergétique du pays aiguilla les pouvoirs publics vers la biomasse.

En 1991, lors d'une vaste réforme fiscale, **la Suède décida de mettre en place une taxe carbone en sus de la taxe sur l'énergie**, dont le taux a été diminué pour compenser en partie l'instauration de cette nouvelle taxe. D'abord fixée à 31 €/tCO₂, elle était de plus de 100 euros en 2010. Pour préserver la compétitivité des industries

(1) Données issues du Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.

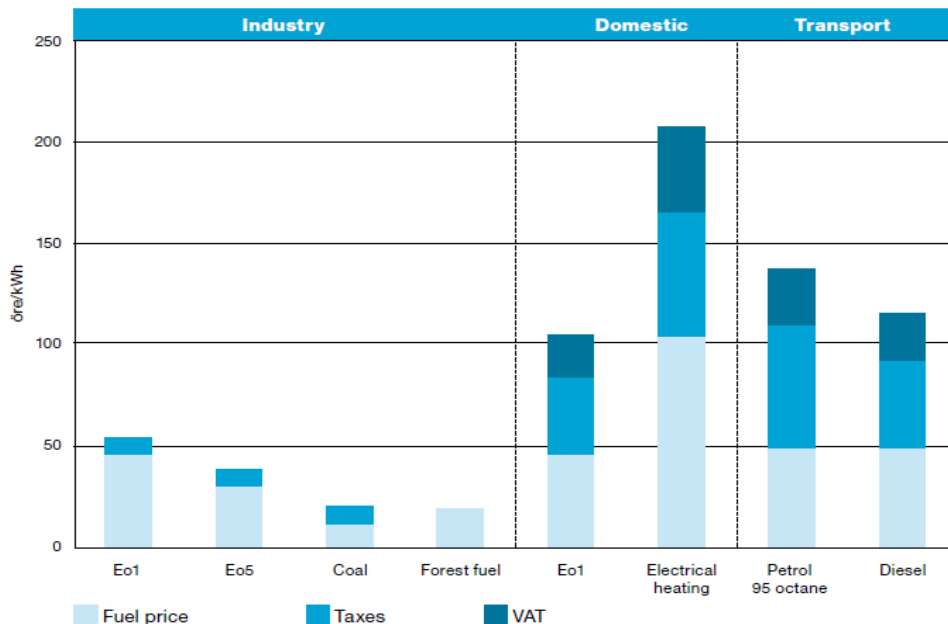
suédoises, le gouvernement décida d'exempter l'industrie, l'agriculture et l'industrie forestière de la taxe sur l'énergie et de leur faire bénéficier d'un taux préférentiel pour la taxe carbone (21 % du taux pour l'industrie, voire 15 % pour les industries dans l'ETS). Celle-ci a eu pour effet le développement de la biomasse dans les réseaux de chaleur urbain. De plus, d'après le Ministère de l'environnement suédois (1997), les **émissions de CO₂ en 1995 étaient 15 % moins élevées que dans le cas où la réforme n'aurait pas eu lieu** ; les émissions de 2000 auraient été inférieures de 20-25 % au scénario sans réforme. 90 % de cette réduction serait liée à la réforme fiscale.

D'autres taxes ont également été mises en place :

- une taxe sur les sulfures (1991) sur le fioul lourd, le charbon et la tourbe ;
- une taxe sur la production d'électricité d'origine nucléaire afin de pénaliser le nucléaire par rapport à d'autres moyens de production ;
- une taxe sur la consommation d'électricité, dont les industries sont là encore exemptés ;
- une taxe sur la valeur ajoutée est aussi levée sur le prix de l'énergie.

En 2009, l'ensemble des taxes liées à l'environnement aurait rapporté plus de 70 millions de SEK, soit 7,7 milliards d'euros, soit 9,3 % des revenus de l'État. Si l'industrie bénéficie de nombreuses exemptions, le consommateur d'énergie, lui, est fortement incité à réduire ses consommations énergétiques. En effet, le prix de l'électricité est composé à 48 % de taxes, et le prix d'un litre de pétrole à 63 %.

Graphique 14 : Poids des taxes environnementales pour les usagers



Source : Gouvernement (2011), *Energy in Sweden 2010*.

En 2008, la Suède a annoncé qu'elle serait neutre en carbone d'ici à 2050. Cette annonce très ambitieuse s'accompagne d'un ensemble de mesures et de réformes, d'une part basées sur la mise en œuvre d'un prix du carbone mais également sur des incitations fiscales permettant de dépasser certaines inerties. Suite à la reconduction

de l'Alliance centre-droit en septembre 2010, la politique nationale suédoise en matière de croissance verte assure la continuité des mesures prises durant le mandat 2006-2010. La trajectoire bas carbone envisagée a été formalisée par deux lois dites « Énergie et Climat » adoptées en novembre 2009. Elles prévoient la levée historique du moratoire sur le nucléaire par le remplacement progressif des 10 réacteurs existants et des objectifs climatiques pour 2020 parmi les plus ambitieux du monde, incluant notamment :

- part de 50 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique (allant légèrement au-delà de l'objectif communautaire fixé à 49 %) ;
- réduction de 40 % des émissions de GES hors-ETS par rapport à 1990 (allant au-delà de l'objectif communautaire fixé à 25 %) ;
- hausse de 20 % de l'efficacité énergétique ;
- disparition des combustibles fossiles dans le secteur du chauffage en 2020 ;
- production de 30 TWh d'énergie éolienne (dont 10 TWh *Offshore*) en 2020 ;
- 10 % d'énergies renouvelables dans les transports.

À plus long terme:

- un parc de véhicules indépendant des énergies fossiles en 2030 ;
- aucune émission nette de GES (« neutralité carbone ») en 2050.

L'une des difficultés que le gouvernement devra surmonter, est celle de la décarbonisation du mix électrique. Le plan « zéro émission », qui s'applique également au mix électrique, s'appuie en grande partie sur **le nucléaire**. Celui-ci a fait l'objet de nombreux revirements. Les différents accidents nucléaires ont fait la force du lobby anti-nucléaire, qui a finalement obtenu, en 1980 suite à un referendum, la fermeture progressive des centrales nucléaires et l'interdiction de construire de nouveaux réacteurs. Mais en 2002, le gouvernement social-démocrate a renoncé officiellement à l'objectif de retrait total en 2020. La majorité du PM M. Reinfeldt (conservateur) s'est entendue en 2009 pour lever le moratoire sur la modernisation du parc nucléaire. Cette décision, qui prévoit le remplacement progressif des 10 tranches existantes (fin d'exploitation à partir des années 2020) sans limitation de puissance pour les nouveaux réacteurs, a été permise par le changement de position du parti du centre. Le gouvernement planifie une hausse de la production nette d'électricité provenant du nucléaire de 10 TWh avant 2025, ce qui implique la construction d'un nouveau réacteur en complément de la modernisation des autres.

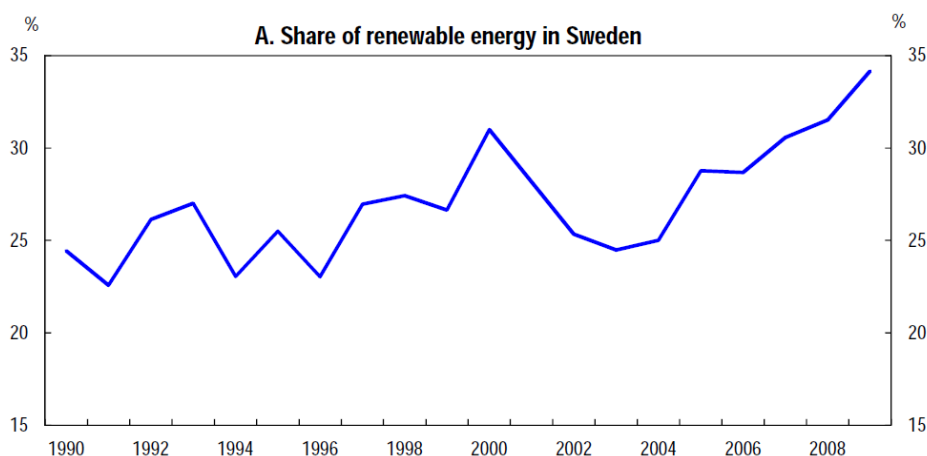
En effet, la construction de nouveaux réacteurs nucléaires est autorisée en Suède depuis le 1^{er} janvier 2011, grâce à l'adoption par le Parlement de la loi « Énergie nucléaire : pour de nouveaux réacteurs et une responsabilité accrue » à une très courte majorité le 17 juin 2010 et à la reconduction de l'Alliance gouvernementale aux élections de septembre 2010 (l'opposition rouge-verte y reste très opposée). La loi stipule qu'aucune subvention publique ne sera accordée pour la construction de nouveaux réacteurs.

L'énergéticien public Vattenfall, soutenu dans cette démarche par l'industrie électro-intensive suédoise (papetiers et métallurgistes), a annoncé de son côté en décembre 2010, avoir signé un contrat de quatre ans d'un montant total de 100 M€ avec l'entreprise de conseil technique ÅF pour la planification de deux nouveaux réacteurs nucléaires qui pourraient être connectés au réseau d'ici dix ans.

Suite à l'accident de Fukushima, l'Alliance gouvernementale a indiqué très tôt qu'elle ne reviendrait pas sur la levée du moratoire pour la construction de nouvelles centrales nucléaires, mais l'opposition verte et sociale-démocrate a pris position en faveur du démantèlement, à plus ou moins long terme pour tenir compte de la lourde dépendance actuelle des industries électro-intensives suédoises.

La part renouvelable dans l'électricité produite en Suède était de 56 % en 2010, essentiellement grâce à l'hydroélectricité (46 %), aux biocombustibles (8 %) et à l'éolien (2 %, en progression de 40 % par rapport à 2009). Le reste de la production électrique est essentiellement assuré par le nucléaire (38 %). La Suède a pour objectif d'augmenter la production d'électricité renouvelable de 25 TWh d'ici 2020 (par rapport au niveau de 70 TWh en 2002, dont 90 % étaient alors fournis par les grands barrages hydroélectriques).

Graphique 15 : Énergies renouvelables en Suède dans la consommation primaire



Source : OCDE (2011), *Enhancing the cost-effectiveness of climate change mitigation policies in Sweden*, Economic Department Working Paper n° 841

3.2.2. Des objectifs de long terme très ambitieux

La Suède est le premier pays européen à annoncer sa volonté de devenir un pays sans émission à long terme et d'édicter, pour y parvenir, un ensemble d'objectifs sectoriels à moyen terme. Des instruments ont été mis en place dans chaque secteur.

En 2020, la proportion d'énergies renouvelables dans la demande totale en énergie devrait atteindre 50 %. En vigueur depuis 2003, le système des « *Green certificates* » est prolongé jusqu'en 2035. Les certificats verts fonctionnent comme des permis échangeables, chaque producteur d'électricité étant obligé d'acheter un certain nombre de certificats (en proportion de l'électricité vendue) et certains utilisateurs (exemption pour les industries intensives en électricité) devant faire de même (à hauteur de 17 % de l'électricité utilisée). Des producteurs d'électricité renouvelable reçoivent un certificat pour chaque MWh produit, certificat qu'ils peuvent vendre aux utilisateurs et producteurs soumis à des quotas. Le « *Green Certificate* » tente donc d'augmenter la rentabilité des projets renouvelables, puisqu'en plus du prix de l'électricité, le producteur d'électricité renouvelable peut faire valoir le prix du

certificat¹. L'objectif entre 2002 et 2016 était de 17 TWh de production électrique d'origine renouvelable additionnelle. Il pourrait néanmoins être encore durci dans les mois à venir afin de promouvoir davantage le développement de l'éolien.

Parallèlement, la Suède a mis en place un **programme d'amélioration de l'efficacité énergétique** (*Energy Efficiency Improvement in Energy Intensive Industry*), **basé sur une exemption possible de la taxe sur l'électricité à la condition que l'industrie s'engage dans ce programme**. En effet, depuis 2004, les industries manufacturières, avant exemptées, sont soumises à une taxe sur l'électricité. Seules les industries considérées comme de grandes consommatrices d'électricité peuvent entrer dans ce programme, qui comprend dans un premier temps un audit permettant de déterminer le potentiel de réduction de leurs émissions (sur deux ans). Elles reçoivent également un soutien technique pour la mise en place de processus plus efficaces en énergie. Dans un deuxième temps, celles-ci se voient dans l'obligation de réaliser toutes les mesures identifiées par l'audit qui ont un retour sur investissement de moins de 3 ans.

Les principales mesures du plan carbone suédois en matière d'**efficacité énergétique des bâtiments** sont des normes élevées pour la consommation énergétique des bâtiments neufs. La réglementation nationale² prévoit depuis 2006 que les appartements et maisons neuves doivent consommer annuellement au maximum 110 kWh par m² dans la partie sud du pays et 130 kWh par m² dans la partie nord en raison de contraintes climatiques plus rudes. Pour ceux chauffés uniquement par un système électrique, les limites sont annuellement de 75 kWh par m² dans la moitié sud et 95 kWh par m² dans la moitié nord. Pour les autres locaux (commerce, industrie, etc.) neufs, la réglementation suédoise impose une consommation annuelle maximale de 100 kWh/m² dans la partie sud du pays et de 120 kWh par m² dans la partie nord.

Pour atteindre une indépendance pétrolière complète, le gouvernement mise sur le développement d'agrocultures, mais surtout des véhicules électriques. Il a mis en place **un système de taxe sur le véhicule basé sur les émissions de CO₂ au kilomètre**, afin de favoriser leur développement. De plus, la moitié des dépenses de R & D est dédiée au secteur des transports.

L'objectif de réduction des GES de 40 % sur le secteur non-ETS est plus ambitieux que celui proposé par le paquet énergie-climat. Mais pour ce faire, la Suède compte s'appuyer pour 1/3 sur l'achat de crédits *offsets*.

4. Italie

Comme les autres pays européens, l'Italie s'est engagée sous les termes du paquet énergie-climat à réduire ses émissions à 2020. Son objectif hors ETS est de 13 %. Cependant elle n'a pas pris d'engagement complémentaire et se positionne défavorablement vis-à-vis de la Communication de l'union européenne sur le passage à un objectif de 30 % de réduction des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2020. Dans le cadre du protocole de Kyoto, l'Italie s'est engagée à réduire ses émissions de 6,5 % à 2012 en dessous du niveau de 1990.

(1) Le prix du certificat atteint près de 40 euros par MWh, soit les 2/3 du prix de l'électricité sur le marché en Suède : www.nordicenergyperspectives.org/Fritz080514.pdf.

(2) Règlement BFS 2006:12 : Règles de construction de l'Agence suédoise de l'Habitat (Boverket).

Les mesures mises en place par l'Italie se sont révélées insuffisantes. La diminution des émissions de gaz à effet de serre observée ces dernières années est davantage imputable à la diminution de l'activité due à la crise économique, qui a durement touché le tissu industriel italien, qu'à une politique active de réduction des émissions. De ce fait, et selon le Document d'économie et de finance 2011 (DEF 2011), l'Italie ne serait à priori pas en mesure de remplir les objectifs assignés par le protocole de Kyoto. Elle se verrait donc contrainte de racheter des quotas d'émissions sur le marché.

De 1994 à 2004, les émissions de GES ont régulièrement augmenté. **L'année 2005 marque une rupture**, notamment dans les secteurs de la production d'énergie et de l'industrie. En effet, dans le secteur de production d'électricité, les émissions stagnent à partir de 2002. D'une part, le gouvernement privilégia la sécurité énergétique et décida de fermer progressivement les centrales à fioul, qui représentaient près de la moitié de la production électrique en 1990 (en 2005 seulement 16 %). Le gaz prit alors le relais : aujourd'hui il représente environ la moitié de la production électrique. D'autre part, le gouvernement a mis en place des instruments de promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique :

Les instruments de promotion des énergies renouvelables sont les suivants :

Les certificats verts : mis en place en 2002. Il s'agit de titres annuels délivrés aux entreprises de production d'énergie électrique, qui attestent la production d'1MWh d'énergie produite à partir de sources renouvelables. Ces titres sont négociables sur un marché géré par le GSE (Gestionnaire des services électriques) et permettent aux entreprises énergétiques de sources conventionnelles de respecter la loi qui oblige chaque producteur ou importateur d'énergie à utiliser les sources renouvelables pour 2 %. La part de 2 % a été fixée en 2004, avec une augmentation de 0,35 % par an. Pour satisfaire aux objectifs, les producteurs peuvent soit acheter des permis échangeables (à titre indicatif le prix du certificat vert s'élève à 113,1 €/MWh en 2011), soit produire eux même de l'énergie renouvelable. La loi de finances 2008 prévoit que les petits producteurs d'électricité puissent choisir entre faire valoir leurs certificats verts ou se faire racheter l'électricité à un tarif d'achat fixé.

Le « Conto Energia », est le système d'incitation dont bénéficie l'énergie photovoltaïque. Ce système, très avantageux pour les opérateurs, permet aux installations photovoltaïques de bénéficier du rachat de l'électricité produite à un prix fortement subventionné pour une durée de 20 ans. Il est financé par les consommateurs sur les factures d'électricité. En Italie, le tarif de rachat était très favorable, et a permis l'essor exponentiel du secteur, en attirant en masse les investisseurs.

Les instruments de promotion de l'efficacité énergétique sont les suivants :

Les certificats blancs : mis en place par les décrets de juillet 2004 et du 21 décembre 2007. En échange de travaux de requalification énergétique d'un bâtiment, l'opérateur se voit doté de certificats blancs de la valeur de l'énergie épargnée. Celui-ci, valable de 5 à 8 ans, pourra ensuite être revendu sur le marché des certificats blancs. (à titre indicatif, la valeur d'un certificat blanc en 2009 est de 88,92 €/tep). Ce système est valable jusqu'au 31 décembre 2012.

Afin de limiter les émissions de gaz à effet de serre dans le bâtiment, depuis 2007, l'État a mis en place un **crédit d'impôt** de 55 % pour tous les travaux d'efficacité

énergétique. Cet instrument, qui devait arriver à terme fin 2011, pourrait être finalement prolongé au-delà de cette échéance.

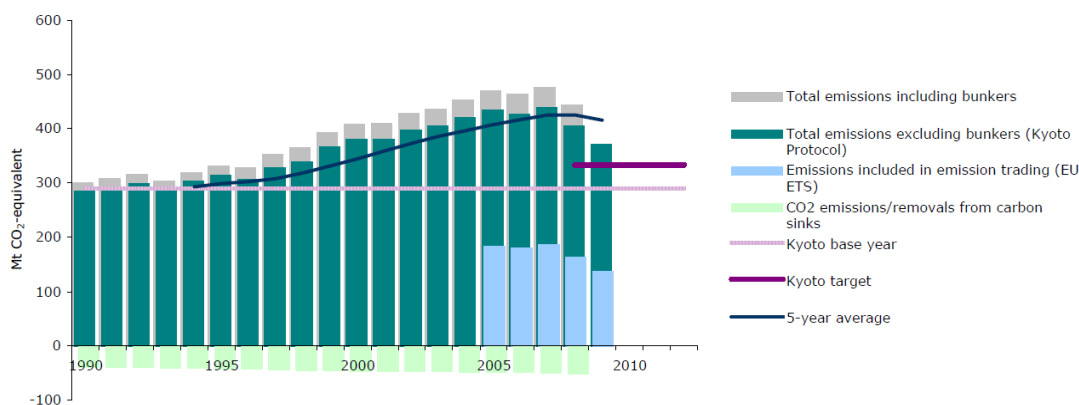
Le ministère du développement économique italien a lancé une réflexion dans le cadre de l'article 27 de la nouvelle directive ETS, sur la mise en place d'un système de veille et de recommandations pour les structures non comprises par la directive. Ce serait un moyen d'assurer le partage de l'objectif avec toutes les entreprises. La discussion est engagée entre le ministère du développement économique, le ministère de l'environnement et l'autorité de l'énergie pour inclure ce système dans le système des certificats blancs. Cette disposition pourrait être introduite à l'occasion de la transposition de la directive 2009/29/CE. Cela reste au niveau de projet pour le moment.

5. Espagne

Dans le cadre du protocole de Kyoto, l'Espagne s'est engagée à n'augmenter ses émissions que de 15 % à 2012 au dessus de son niveau de 1990. En 2007, les émissions étaient situées 54 % au dessus de cette référence. Devant la difficulté à remplir cet objectif, le gouvernement a davantage axé sa politique climatique sur l'élaboration de mesures avec des effets de court terme.

Les émissions du pays ont très fortement augmenté depuis 1990 mais connaissent depuis 2008 un revirement, notamment en raison de la crise économique, qui a fortement impacté l'industrie mais aussi les consommations, notamment les consommations d'électricité.

Graphique 16 : Évolution des émissions depuis 1990



Source : AEE (2011), *GHG trends and projections in Spain*

Consciente des efforts à accomplir, l'Espagne a mené une réflexion sur la stratégie à mener pour atteindre l'objectif de Kyoto à 2012, et au-delà sur le moyen de revenir parmi les « bons élèves » de l'Union à 2020. En effet, elle doit atteindre les 10 % de réduction dans le secteur hors-ETS. La *Climate Change and Clean Energy Strategy*, publiée en 2007, se fixe donc 2 jalons : 2012 et 2020, avec quelques 198 mesures dans 11 domaines, que sont l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables, la R & D, les puits de carbone, le développement du CCS et les mécanismes de flexibilité.

Pour parvenir à l'objectif de Kyoto, le gouvernement table avant tout sur l'utilisation de l'ETS, mais aussi des crédits issus des MOC et des MDP. De plus, le gouvernement a publié un plan d'actions pour la période 2008-2012, soit 80 mesures qui permettraient d'économiser 12 Mt de CO₂ par an¹.

Sur 2011–2020, le Gouvernement espagnol vient d'approuver en Conseil des ministres le 29 juillet 2011 un nouveau **Plan d'action d'économie et d'efficacité énergétique pour la période 2011-2020**, dans la lignée des plans antérieurs (2005-2007 et 2008-2012) et dans le cadre de la Stratégie d'économie et d'efficacité énergétique de 2003. Ce nouveau plan d'actions centré sur l'efficacité énergétique et la réduction des émissions de l'Espagne prévoit sur 10 ans d'investissements à hauteur de 46 Md€ pour des bénéfices de près de 80 Md€ (répartis en 12 % pour la réduction des émissions, et 88 % pour l'efficacité énergétique).

Ce plan et ces objectifs (non soumis à vote du Parlement et pris dans le cadre d'un objectif européen) ne devraient pas – sous toute réserve – être remis en cause par le nouveau gouvernement au vu des élections en fin d'année en Espagne (fin de législature Zapatero), et ce en dépit de l'acuité de la crise et de la réduction budgétaire qui touchent l'Espagne.

L'Espagne a mis en place un moratoire sur la construction de nouvelles centrales nucléaires (20 % du mix électrique espagnol). De ce fait, elle a jusqu'à maintenant tenté de diversifier ses approvisionnements afin de s'assurer d'une certaine sécurité énergétique. Cette politique se construit autour de deux piliers : le développement des énergies renouvelables (grâce à un premium que reçoit le producteur d'électricité renouvelable en sus du prix de vente de l'électricité sur le marché) et la construction de terminaux GNL lui permettant là encore de diversifier les approvisionnements gaziers (elle dispose de 6 terminaux GNL sur les 12 que compte l'Europe, afin de se positionner comme hub gazier Nord-Sud de l'Europe). L'utilisation massive de gaz explique que le pays soit loin de respecter ses objectifs en termes d'émissions de GES.

L'idée selon laquelle l'Espagne est un leader en production d'énergies renouvelables est tronquée : si 32 % de l'électricité consommée était renouvelable en 2010, avec des pointes mensuelles au printemps 2011 de plus de 50 %, les ENR ne représentent que **11,3 % de la consommation d'énergie primaire totale donc loin de l'objectif de 20 % du paquet énergie-climat**. Consciente de l'effort à fournir, l'Espagne mise sur le Plan 2011-2020 actuellement à l'examen, avec lequel elle compte atteindre voire dépasser les exigences de l'UE en la matière : 20,8 % au lieu de 20 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique en 2020.

En matière **d'efficacité énergétique**, l'Espagne a atteint en 2010 l'objectif de 9 % d'économie d'énergie fixés par l'UE pour 2016. Le futur plan 2011-2020, dont l'objectif est de réduire de 2 % par an la consommation d'énergie, devrait confirmer les efforts de l'Espagne en matière d'efficacité énergétique. Cet objectif vise à économiser sur 10 ans l'importation de 1 Md de barils de pétrole (1,3 fois la consommation énergétique de l'Espagne) et l'émission de 400 Mt de CO₂, soit 10 % sur sa facture énergétique (soit 7 à 8 Md€ d'économie moyenne par an) pour un

(1) www.uncsd2012.org/rio20/content/documents/Saving%20and%20Energy%20Efficiency%20Strategy%20in%20Spain%202004-2012.pdf.

investissement en efficacité énergétique de 46 Md€ (soit 4 à 5 Md par an en moyenne).

Mesures prioritaires pour les secteurs hors ETS

Transport

Objectif : 33 % d'économie d'énergie (EE). Entre les mesures envisagées : report modal, rénovation de flottes de véhicules, plans de mobilité urbaine durable, plans transport/entreprises, couloirs aériens, etc.

BTP

Objectif : 15,6 % EE. Mesures notamment dans le domaine de la réhabilitation énergétique des bâtiments, installations thermiques et d'illumination, les certificats de haute qualification énergétique, plan de renouvellement des matériels électroménagers, etc.

Agriculture et pêche

Objectif : 4,7 % EE. Amélioration de l'efficacité des installations d'irrigation, implantation de cultures de conservation.

Industrie hors ETS

Objectif : 14 % EE. Application de projets stratégiques et de systèmes de gestion énergétique dans l'industrie, appui aux audits énergétique.

6. Pologne

Le passage à une économie de marché entre 1988 à 1990 a conduit à une baisse considérable des émissions, notamment dans l'industrie lourde. Les périodes de forte croissance 1993-1999 et 2002-2006 expliquent l'augmentation substantielle des consommations énergétiques et donc à celle des émissions (notamment car la Pologne s'appuie essentiellement sur le charbon). De plus, depuis les années 2000, la demande en transport augmente considérablement : entre 1990 et 2009, les émissions de ce secteur ont augmenté de 80 %.

Compte tenu des objectifs du paquet énergie-climat, le gouvernement a édicté un plan *Energy Policy of Poland until 2030* (EPP 2030), dont le but est d'établir des cibles sectorielles et de réfléchir aux instruments possibles. En août 2011, il a également annoncé sa volonté de développer un plan national de développement d'une économie bas carbone, soit un plan à 2050, sans que des objectifs chiffrés soient évoqués pour cet horizon¹.

D'une part, le mix électrique polonais devra être progressivement décarboné. Si la Pologne a progressivement abandonné le pétrole au profit du gaz, elle a néanmoins conservé un mix électrique essentiellement produit à partir de charbon (à 90 %). Consciente de la prépondérance de cette énergie dans son bouquet énergétique, elle tente de diversifier ses sources d'énergie tout en conservant son indépendance en termes d'approvisionnement : les énergies renouvelables, notamment la biomasse, ainsi que le nucléaire sont les alternatives retenues. La première centrale nucléaire devrait être mise en production en 2020, l'objectif étant d'en construire deux d'ici à

(1) http://ec.europa.eu/dgs/jrc/downloads/events/20110707-warsaw/jrc_20110707_blaszczyk.pdf.

2030. Le gouvernement prévoit également qu'en 2020, 15 % de son énergie finale provienne de sources renouvelables. Pour ce faire, **un système de *Green Certificates* a là aussi été mis en place depuis 2005**. Ce mécanisme de marché n'a pour le moment profité qu'à la biomasse pour la production de chaleur.

D'autre part, l'efficacité énergétique, et ainsi la réduction de la demande par rapport à un scénario tendanciel, est primordiale. L'EPP 2030 prévoit ainsi que l'intensité énergétique du pays soit abaissée au niveau de celle de la moyenne des pays de l'UE-15 et également que la croissance économique se fasse sans augmentation de la consommation d'énergie.

Annexe 1

Les mesures en cours et envisagées par le Royaume-Uni

Source : OCDE

2000 : *Climate Change Programme*

Ce rapport liste les politiques et les priorités d'action tant pour le Royaume-Uni que pour la Communauté internationale. Mis à jour en 2006, il prévoit que ces mesures conduiront à une réduction des émissions de CO₂ de 15 à 18 % en dessous du niveau de 1990 en 2010 et une réduction des émissions de GES de 23 à 25 %.

2001 : *Climate Change Levy*

Ce mécanisme, introduit le 1^{er} avril, remplace le *Fossil Fuel Levy*, mis en place en 1989. Cette taxe sur l'énergie est levée sur l'utilisation d'énergie par les industries et le secteur public afin d'initier des réductions d'émissions *via* notamment des gains d'efficacité énergétique. Une partie des revenus est utilisée pour alléger les contributions de sécurité sociale. Les entreprises intensives en énergie ont la possibilité d'entrer dans un programme, le *Climate Change Agreement*, dans lequel elles doivent remplir des objectifs de réduction de leur empreinte carbone, en échange d'une réduction de la taxe de 80 %.

2002 : *Renewables Obligations (RO)*

Ce mécanisme oblige les distributeurs d'énergie à acheter une certaine quantité d'électricité renouvelable en pourcentage de l'électricité qu'ils vendent. En réalité, ceux-ci achètent des certificats échangeables correspondant à 1 MWh, vendus par les producteurs d'électricité d'origine renouvelable.

2002 : *Energy Efficiency Commitment*

Les distributeurs d'énergie doivent aider leurs clients à améliorer l'efficacité énergétique de leur logement. L'objectif de 2002 à 2005 était une économie de 62 TWh, soit l'équivalent de 1 % des émissions nationales. L'objectif de la seconde phase (2005-2008) était de 130 TWh.

2007 : *Code of Sustainable Homes*

Ce code établit des normes précises sur la construction des nouveaux bâtiments, notamment pour leur consommation d'énergie et d'eau et l'utilisation de matériaux.

2008 : *Climate Change Act*

Cet acte introduit l'objectif de 80 % de réductions d'émissions à 2050 (par rapport à 1990), et le rend légalement contraignant. La cible de 34 % pour 2020 a également été adoptée, avec la possibilité de la revoir si le contexte européen et international venait à changer. Il met en place une gouvernance du carbone, avec le principe de *Carbon Budgets* (objectif de réduction sur une période de 5 ans). Il crée également le *Committee on Climate Change*, chargé de formuler des recommandations.

2008 : *Carbon Emission Reduction Target*

Ce mécanisme remplace le précédent *Energy Efficiency Commitment*, et s'attache davantage à favoriser la rénovation des bâtiments mais aussi des gains à destination des ménages les plus défavorisés souffrant de pauvreté énergétique. De 2008 à 2012, ce mécanisme pourrait permettre une diminution des émissions de quelques 293 millions de tonnes.

2008 : *Renewable Transport Fuel Obligation*

Cette loi oblige les distributeurs de carburants à incorporer un certain pourcentage de carburants d'origine renouvelable, soit des agrocarburants dans les carburants conventionnels (3,25 % en volume en 2009/2010).

2008 : *Energy Performance Certificates*

Ces certificats notés de A (bonne efficacité énergétique) à G (mauvaise efficacité énergétique) sont donnés à tous les bâtiments construits, vendus ou reloués. La moyenne du stock est aujourd'hui aux alentours de D.

2009 : *Community Energy Saving Programme*

Ce programme vient en complément du *Carbon Emission Reduction Target* et vise spécifiquement les foyers défavorisés avec l'objectif de réduire les émissions de CO₂.

2010 : Mise en place de tarifs d'achat

Le gouvernement propose aux petites unités de production de vendre leur électricité produite à un prix décidé à l'avance et en sus du prix de vente sur le marché. Ce tarif sera valable pour une période allant de 10 à 25 ans et à un niveau qui dépendra de la source renouvelable utilisée.

2010 : Projet de démonstration du CCS

Un montant d'un milliard de livres a été annoncé par le gouvernement pour développer un pilote de capture et stockage de carbone.

2012 : *Green Investment Bank*

Cette banque devrait être abondée par des fonds publics pour commencer (3 milliards de livres et devrait ensuite avoir la possibilité d'emprunter à partir de 2015-2016. Elle devrait permettre de faciliter l'accès au financement pour des porteurs de projets liés aux énergies renouvelables ou à l'efficacité énergétique.

2012 : *Energy Bill*

Cette loi est centrée sur le *Green Deal*, un programme dont le but est d'accompagner la rénovation des bâtiments et plus généralement les mesures d'efficacité énergétique dans le bâtiment ou les petites entreprises.

Annexe 2

Tableau 4 : Objectifs de réduction légalement contraignants ou non des pays étudiés, à moyen et long termes

PAYS	MOYEN TERME	LONG TERME
Royaume-Uni	<i>UK Low Carbon Transition Plan (2009)</i> - Programme	<i>Climate Change Act 2008 (2008)</i> - Loi
	Stratégie à 2020 pour parvenir à l'objectif de long terme	Fixation d'un objectif de long terme (2050) et d'une structure contraignante pour y parvenir : <i>Carbon Budget</i> , rapport annuel du <i>Committee on Climate Change</i> 80 % de réduction d'ici à 2050 par rapport au niveau de 1990
	<i>Carbon Budgets (Plans quinquennaux jusqu'à 2027)</i> - Lois	<i>Electricity Market reform (2011)</i> – <i>White Paper</i>
	Réductions des GES par rapport à 1990 : Budget 1 (2008-2012) : – 22 % Budget 2 (2013-2017) : – 28 % Budget 3 (2018-2022) : – 34 % Budget 4 (2023-2027) : – 50 %	Réforme du marché de l'électricité pour atteindre l'objectif à 2050 : prix plancher, tarif d'achat (Contrat pour la différence), marché de capacités
	<i>Energy Bill (2010, 2011 et 2012)</i> - Loi	
	Loi qui vise à mettre en place une partie du <i>Low Carbon Transition Plan</i> : <i>Green Deal, Green Investment Bank, etc.</i>	
Allemagne	<i>National Climate Protection Programme (2000 et 2005)</i> – Programme	<i>Energiekonzept</i> - Loi
	Stratégies à 2012 pour remplir l'objectif fixé par le protocole de Kyoto et 2020 pour remplir l'objectif de 40 % par rapport à 1990	80-95 % de réduction d'ici à 2050 par rapport au niveau de 1990
	<i>Integrated Energy and Climate Programme (2007)</i> - Programme	
	Programme de 14 propositions législatives (amendements) permettant de réaliser 36 % de réduction d'émissions de GES à 2020 : revue des tarifs d'achat, augmentation du taux d'incorporation d'agrocarburants etc. Propositions traduites en différents amendements et lois	
Italie	-	-

PAYS	MOYEN TERME	LONG TERME
France	Grenelle de l'Environnement (2007) - Programme	
	Établissement d'objectifs sectoriels à 2020	
	Grenelle I (2009) - Loi	Grenelle I (2009) - Loi
	Confirmation des orientations prises dans le Grenelle de l'environnement, dont les 23 % d'énergies renouvelables à 2020 57 articles	Confirmation du facteur 4 Réduction de 75 % par rapport à 2000
	Grenelle 2 (2010) - Loi	
	Suite de la mise en application du Grenelle de l'Environnement 248 articles	
Pologne	<i>Energy Policy of Poland until 2030 (2010) - Programme</i>	Plan pour une économie bas-carbone (à venir) - Programme
	Plan d'action pour 2008-2012 Stratégie à 2030 avec deux mesures phares : la réduction de l'intensité énergétique du pays au niveau moyen des pays de l'UE15 (2005) et une croissance économique de « zéro émission »	Objectifs non encore précisés
Espagne	<i>Climate Change and Clean Energy Strategy (2007) - Programme</i>	
	Objectifs à 2012 et 2020 mais non contraignants	
Suède	<i>Climate and Energy Policy: Bills No. 2008/09:162 and 2008/09:163 (2009) - Lois</i>	<i>Climate and Energy Policy: Bills No. 2008/09:162 and 2008/09:163 (2009) -</i>
	Objectif à 2020 de 40 % de réduction pour les émissions des secteurs non couverts par l'ETS par rapport à 1990 Objectifs sectoriels	Vision (non contraignante) de l'évolution des émissions à 2050 : zéro émission
		<i>Roadmap to 2050 (en cours) - Programme</i>
		Élaboration des trajectoires d'émissions et mesures pour parvenir à un pays zéro émission à 2050

Sources : multiples, analyse CAS

Construction de trajectoires sectorielles françaises

Aurélien Million¹
Pascale Scapecchi²
Olivier Teissier³

Le but de cette partie est de compléter le chapitre 3 du rapport qui porte sur la construction de trajectoires sectorielles. Si elle peut se lire de manière autonome, elle a surtout vocation à développer les éléments d'analyse ayant contribué à la construction des trajectoires présentées dans le chapitre 3. Reprenant le même découpage par grand secteur, elle détaille l'analyse rétrospective des émissions, elle donne plus d'éléments sur les déterminants des émissions et les grands enjeux par secteur et fait une synthèse des principaux exercices de prospective. En particulier, elle précise les hypothèses sur les mesures considérées à 2020 dans le scénario de référence décrit dans le chapitre 3, et basé en grande partie sur les résultats du scénario dit « Avec mesures supplémentaires – Mesures » (AMS-M) de l'exercice DGEC-CGDD de 2010. À la fin, elle fournit également les ventilations des trajectoires bâties dans le cadre du Comité à l'horizon 2050 en fonction de divers découpages : ETS/hors ETS, CO₂/autres gaz, et les hypothèses associées.

1. Énergie : le rôle pivot du secteur électrique dans la décarbonation

1.1. Les émissions de GEC du secteur sur la période de 1990-2010

Aujourd'hui, la France dispose déjà d'un secteur électrique très faiblement émetteur de gaz à effet de serre (environ 60 gCO₂/kWh contre 420 gCO₂/kWh en moyenne au niveau européen). Les émissions du secteur des industries de l'énergie (production d'électricité, chauffage urbain, raffinage) ne représentent que 13 % des émissions totales de la France (soit 66 Mt CO₂ équivalent en 2009). Elles ont baissé de près de 14 % entre 1990 et 2009. Outre les variations liées aux conditions climatiques, les baisses les plus importantes sont attribuables à une substitution progressive de la production électrique traditionnelle au charbon et au fioul par du gaz et à l'arrêt en

(1) Aurélien Million - Responsable du Pôle émissions, projections et modélisations - Département de lutte contre l'effet de serre (DLCES) - Ministère de l'écologie, du développement durable, du transport et du logement - Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)
aurelien.million@developpement-durable.gouv.fr

(2) Pascale Scapecchi - Direction du Trésor, Bureau Environnement et agriculture, est membre de l'équipe de rapporteurs du Comité Trajectoires – pascale.scapecchi@dgtresor.gouv.fr

(3) Olivier Teissier - Ministère de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement puis Centre scientifique et technique du bâtiment. – olivier.teissier@cstb.fr

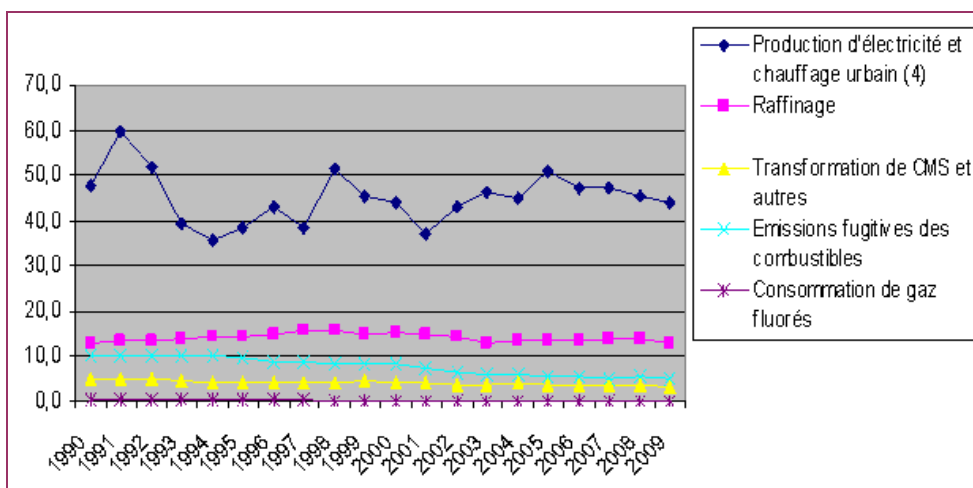
2004 de l'extraction de charbon en métropole (émissions fugitives). Les émissions du raffinage sont relativement stables entre 1990 et 2009, les efforts de réduction d'émissions ayant été compensés par les contraintes législatives sur la qualité des carburants et par l'accroissement de la part de consommation de gasoil dans le parc automobile français.

Le principal poste d'émission concerne le CO₂ lié au chauffage urbain et à la production d'électricité. Sur la période 1990-2009, les émissions ont baissé de 14 %, les baisses les plus importantes sont attribuables :

- au CO₂ dans la production d'électricité (- 10 MteqCO₂ en métropole), en raison notamment d'une variation du mix énergétique au profit du développement des ENR ;
- au CO₂ lié à l'extraction de charbon (- 4 MteqCO₂ en métropole) dont l'activité a cessé en 2004, mais qui restent cependant émettrices de méthane ;
- alors que les émissions du raffinage sont relativement stables entre 1990 et 2009, les émissions fugitives de combustibles sont réduites de moitié en particulier par une réduction des émissions de méthane.

En 2010, les émissions de CO₂ de la branche énergie ont diminué de 4,5 % : cette baisse est essentiellement due aux difficultés du secteur du raffinage. Les centrales thermiques classiques ont augmenté leur production d'électricité en 2010 (+ 6,4 %), mais elles ont moins utilisé de charbon, très émetteur, ce qui se traduit par une légère baisse des émissions (- 0,8%).

Graphique 17 : Évolution des émissions liées à l'industrie de l'énergie entre 1990 et 2009 (en millions de tonnes équivalent CO₂)



Source : CITEPA

Environ 85 % des émissions du secteur sont sous ETS : 85 % de la production d'électricité et du chauffage urbain, la totalité du raffinage et 65 % des émissions fugitives des combustibles. L'industrie de l'énergie pèse pour environ 40 % des émissions françaises soumises à l'ETS (au total : 131 MtCO₂éq en 2005 et 1 174 installations à partir de 2013).

Le bilan 2011 de RTE donne un certain nombre d'indications sur le devenir du parc thermique actuel :

- concernant les groupes charbon en exploitation au 1^{er} janvier 2011, hormis les deux qui utilisent la technologie du Lit fluidisé circulant (puissance cumulée de 370 MW) d'emblée conformes à la réglementation, seuls les cinq groupes de 600 MW les plus récents ont fait l'objet de la nécessaire mise à niveau pour respecter les nouvelles valeurs limites d'émission dès 2008. Les performances des équipements de dépollution rajoutés assurent la conformité avec la réglementation qui entrera en vigueur au 1er janvier 2016. L'ensemble des treize autres groupes charbon (puissance cumulée de 3 600 MW) est soumis au crédit des 20 000 heures de fonctionnement depuis le 1^{er} janvier 2008. Compte tenu des prévisions d'utilisation actuellement envisagées par les exploitants, de la rentabilité des installations et du planning d'entretien aujourd'hui annoncé par les producteurs, les fermetures devraient s'étaler, pour la plupart, entre 2013 et 2015 ;
- concernant la filière fioul, les trois groupes de 250 MW qui avaient opté pour le crédit de 20 000 heures sont ou seront arrêtés d'ici à la fin de l'année (avril 2009 pour le premier, mars 2011 pour le second et mars 2012 pour le dernier). Ils seront remplacés par deux Cycles combinés à gaz actuellement en cours de construction sur le même site. Les autres installations fioul fonctionnent aujourd'hui et jusqu'à fin 2015 sous les contraintes du Plafond national d'émissions. Pour continuer à fonctionner au-delà de 2015, ces installations devront *a minima* respecter les valeurs limites d'émissions fixées par la directive GIC (400 mg/Nm³ SO₂, 400 mg/Nm³ NOx), ce qui n'est pas le cas aujourd'hui. Une expérimentation en cours sur deux groupes permettra de déterminer si, et à quelles conditions, ces valeurs limites d'émission pourront être respectées. L'état technique actuel des six autres groupes ne permet pas de les considérer comme aptes à fonctionner à compter du 1^{er} janvier 2016.

1.2. Les principaux déterminants des émissions du secteur à l'horizon 2050

Le secteur de production de l'énergie apparaît comme la clé de voûte du système dans une perspective de trajectoire « facteur 4 ». En effet, les scénarios sectoriels permettant de tendre vers le facteur 4 sont fondés pour l'essentiel sur deux piliers : (i) l'amélioration de l'efficacité énergétique et (ii) le recours accru à l'énergie électrique « décarbonée » (industrie, bâtiment, transport). L'atteinte du facteur 4 repose donc sur un secteur de production d'électricité qui n'émet pratiquement plus de CO₂.

Dans le secteur énergétique, les paramètres influant les trajectoires sont multiples :

Dans le secteur électrique :

- l'évolution de la demande en volume ;
- la répartition journalière de la demande en base, semi-base, pointe ;
- la nature du mix de production électrique appelable en fonction des tranches horaires (part des énergies décarbonées) ;
- le taux de disponibilité des centrales, en particulier nucléaire ;
- la diffusion de la technologie de stockage et capture du carbone pour les centrales thermiques ;

- la possibilité de stocker temporairement de l'électricité décarbonée (hydraulique,...).

Dans le secteur du raffinage :

- l'évolution de la demande de carburants/combustible ;
- l'évolution de la demande de matière première d'origine pétrolière ;
- le taux d'incorporation de biocarburant dans les carburants.

Le Comité n'a pas été mandaté pour étudier dans le détail l'évolution du mix énergétique français, il s'est contenté d'examiner les options disponibles pour tendre vers une production électrique proche de zéro émission en 2050.

➤ **Les énergies renouvelables (ENR)**

Comme l'explique le chapitre III, **le recours aux ENR joue un rôle incontournable dans tous les scénarios bas carbone** et les filières renouvelables sont à différents stades de maturité technique et économique.

L'ADEME a réalisé récemment une évaluation des ordres de grandeur de potentiel technique de production d'électricité d'origine renouvelable en France métropolitaine¹. Ce potentiel technique n'intègre pas les problématiques de réseau et d'équilibre offre-demande, ni la dynamique de transition du mix électrique et les conditions économiques nécessaires au développement des filières. Le solaire photovoltaïque installé sur le bâti résidentiel pourrait représenter un potentiel de production de 75 TWh. En comparaison, la France entend produire 5,2 TWh à 2020 par du solaire photovoltaïque, avec l'objectif de 5 400 MW de la programmation pluriannuelle des investissements.

L'Agence européenne de l'énergie a évalué le « potentiel technique sans contrainte » à 5 260 TWh pour l'éolien terrestre et à 2 000 TWh pour l'éolien *offshore*. En prenant en compte plus finement les contraintes géographiques concernant les zones exploitables, l'ADEME évalue le potentiel technique de l'éolien terrestre à 1 530 TWh et celui de l'éolien offshore à 198 TWh. Les objectifs français à 2020 représentant respectivement 42 TWh et 16 TWh.

En prenant en compte la ressource disponible et les contraintes environnementales, l'hydraulique (tous types confondus) représenterait un potentiel supplémentaire de l'ordre de 13 TWh, la géothermie jusqu'à 50 à 120 TWh/an et l'énergie marine (énergie des vagues et des marées) entre 72 et 200 TWh par an avec les technologies actuelles.

En ne considérant que la biomasse forestière, la ressource pourrait atteindre 48 TWh d'électricité (à 30 % de rendement) et 72 TWh de chaleur (à 45 % de rendement) *via* des installations de cogénération.

(1) Tanguy Hubert, Eric Vidalenc (2011), *Renewable Electricity in France: What Are the Potentials?*

Tableau 5 : Ressources renouvelables disponibles pour la production d'électricité en France métropolitaine

Filière	Ressource disponible pour la production électrique (TWh par an)
Éolien terrestre	1 530
Éolien <i>offshore</i>	198
Photovoltaïque sur le bâti résidentiel	75
Hydraulique	13
Énergie marine	72 à 200
Biomasse forestière	45
Géothermie	50 à 120
Total	1 983 à 2 181

Source : d'après Tanguy Hubert, Eric Vidalenc (2011)

L'ensemble des sources renouvelables dont les technologies sont actuellement identifiées représenterait ainsi un potentiel supplémentaire de production électrique de près de 2 000 TWh par an en France métropolitaine. La France aurait la ressource pour produire 100 % de ses besoins électriques actuels et futurs par des sources renouvelables puisque le bilan prévisionnel de RTE évalue dans son scénario référence la consommation électrique métropolitaine à 523 TWh en 2020 et 554 TWh en 2030. Cependant, comme le souligne les auteurs, ce résultat est à nuancer par des analyses complémentaires d'une part sur les conditions économiques associées au développement des filières électriques renouvelables, d'autre part sur la gestion de l'intermittence, l'équilibre du réseau électrique, et enfin sur les conflits d'usages et l'acceptabilité sociale.

Le développement des ENR passe par une politique de soutien stable et cohérente, et une mobilisation des collectivités territoriales, dans le cadre d'un système électrique combinant production centralisée et décentralisée d'électricité.

➤ *Capture et stockage du carbone, stockage de l'électricité*

Deux autres technologies pourraient, si elles parviennent à la maturité économique, jouer un rôle important dans le devenir du mix électrique : la capture et le stockage du carbone (CSC) et le stockage de l'électricité.

Actuellement à l'état de prototype, le CSC ne sera vraisemblablement pas déployé massivement avant 2030, pour des raisons économiques. Par ailleurs, l'acceptabilité sociale de cette technologie est loin d'être acquise, d'autant que, suivant l'éloignement des implantations industrielles et des sites de stockage géologique, elle peut nécessiter un véritable réseau de transport du CO₂. L'abandon des projets de démonstrateurs en Allemagne semble confirmer cette difficulté. Enfin, en cas d'essor de cette option, on peut anticiper une compétition entre les usages des stockages souterrains.

La DGEC¹ estime, à partir des émissions actuelles du secteur de la production d'électricité et des secteurs industriels (aciéries, raffineries, cimenteries) que le volume d'émissions concerné par le CSC pourrait approcher les 80 Mt de CO₂/an à terme. Le CSC pourrait permettre d'éviter environ 1 Gt de CO₂ entre 2020 et 2050.

(1) DGEC (2011), Rapport sur l'industrie des énergies décarbonées en 2010.

À court terme, l'enjeu principal sur le CSC est de réduire les coûts de captage du CO₂, mais aussi de disposer de procédés de captage flexibles, de démontrer la faisabilité technique du stockage géologique, d'étudier les impacts environnementaux et sanitaires, de prendre en compte la faisabilité sociale. À plus long terme, l'enjeu majeur est l'infrastructure de transport.

S'il est très difficile de dire quelles seront les technologies disponibles en 2050 : le stockage de l'électricité est certainement l'une des technologies les plus discriminantes. Notre monde sera en effet très différent suivant que nous pourrions ou non stocker l'énergie électrique. Le stockage de l'électricité par des batteries est déjà mature pour certains usages mais ne devrait se développer que lentement dans le système électrique : d'abord pour les services de réseau et la gestion de l'intermittence dans les systèmes insulaires, à plus large échelle uniquement en cas de rupture technologique.

Le stockage sous forme d'hydrogène, centralisé en cavité sous-terrain ou décentralisé, présente également un fort potentiel pour l'équilibrage du réseau électrique et pour augmenter la part de renouvelables dans le mix énergétique total. En effet le stockage de l'énergie intermittente *via* hydrogène permet de valoriser cette énergie : l'hydrogène en tant que vecteur énergétique peut être stocké sous différentes formes, conservé longtemps dans des stations, des réservoirs ou des cavités souterraines et utilisé pour de multiples applications, telles que la génération de chaleur et d'électricité pour le résidentiel, pour le transport, réinjecter sur le réseau sous forme d'électricité à la demande, etc. La *supply chain* correspondante devient elle-même un moyen de stockage et un levier efficace pour équilibrer le réseau. D'ici 2020 les projets en Europe pour le stockage d'hydrogène seront essentiellement des projets de démonstration et les industriels du secteur envisagent les premières références commerciales pour la décennie 2020-2030, les projets de démonstration commençant à être lancés en ce moment, pour l'instant en Allemagne. La France possède une avance technologique dans ce domaine prometteur à la fois sur le volet du stockage et de l'électrolyse intermittente.

➤ ***Place du nucléaire***

Le recours au nucléaire constitue également une option de production décarbonée. S'il ne pose pas de problème d'approvisionnement avant longtemps (ressources abondantes et bien réparties dans plusieurs pays), l'expérience récente a montré une fois de plus l'impérieuse nécessité de garantir le maximum de sûreté. Régulièrement annoncé et repoussé dans le temps, le nucléaire dit de « quatrième génération » correspondant à la surgénération ne sera vraisemblablement pas mature avant 2030.

➤ ***Moyens thermiques classiques efficaces***

Enfin, à court terme, le recours aux technologies les plus efficaces pour les centrales au charbon ou au gaz et la substitution du gaz au charbon offrent des potentiels de réductions non négligeables. Passer d'une technologie moyenne à une technologie efficace sur les centrales thermiques à charbon permet de réduire d'environ 20 % les émissions, tandis que la substitution du gaz au charbon conduit à diviser par deux les émissions. Un choix de sortie partielle du nucléaire à l'horizon 2030 rendrait probable la mobilisation de telles technologies dans une période transitoire ; c'est une des voies envisagées en Allemagne. En tout état de cause, ces installations restent des moyens

d'ajustement pour répondre à la pointe de demande et combler les intermittences de la production des énergies renouvelables. Pour éviter le risque de *lock-in*, elles pourraient être conçues dès leur installation pour pouvoir par la suite être associées à des installations de CSC.

La mutation du système électrique, quelle qu'elle soit, est très liée à la capacité d'adaptation du réseau de transport et de distribution : les délais de réalisation des investissements, du fait des contraintes administratives et d'acceptabilité, sont souvent supérieures à celles des moyens de production. La capacité de développement du réseau constitue donc un enjeu majeur.

➤ *Les principaux leviers d'action*

Le pilotage de la baisse des émissions dans le secteur dépend essentiellement de l'évolution des cibles fixées par le système européen ETS et ne peut être envisagé qu'au niveau européen. Des politiques nationales sont toutefois indispensables pour accompagner les évolutions attendues du mix énergétique français. En premier lieu, la mise en œuvre de dispositifs de soutien aux énergies renouvelables apparaît encore indispensable à leur développement : tarifs d'achat, subvention à l'investissement et appels d'offres sont des instruments bien adaptés, qu'il faut faire évoluer régulièrement à mesure que les coûts de ces technologies diminuent. En second, ce développement d'installations de production décentralisées et intermittentes ne peut se faire sans l'optimisation des réseaux de transport et distribution. Par ailleurs, les politiques publiques d'efficacité énergétique conduites dans les secteurs consommateurs d'énergie ont un impact direct sur le niveau d'émission de l'industrie de l'énergie. Le chauffage urbain constitue même un cas à part puisqu'il pourrait parfaitement être inclus, dans une logique d'usage, dans le secteur résidentiel-tertiaire.

Dans ce secteur, comme dans les autres, la R & D doit figurer au cœur des politiques publiques. Des innovations technologiques d'ampleur sont escomptées dans les énergies renouvelables (éolien, solaire, biomasse), pour les solutions de stockage et dans les systèmes CSC.

1.3. Les exercices de projections de référence

➤ *Les scénarios à 2020-2030*

Scénarios DGEC 2010 :

Dans le cadre des scénarios réalisés pour la DGEC et le CGDD en 2010, le scénario « objectif facteur 4 » (AMS-Objectif facteur 4¹) suppose que les objectifs du Grenelle de l'Environnement sont intégralement atteints et que la trajectoire de baisse des émissions est cohérente avec une baisse de 75 % à l'horizon 2050. Le scénario « avec mesures » (AMS-M²), qui sert de base jusqu'en 2020 au scénario de référence bâti dans le cadre des travaux du comité, ne simule quant à lui que l'impact des mesures déjà décidées à ce jour. Les hypothèses et les résultats de ce scénario sont détaillés dans les paragraphes ci-dessous et dans les parties suivantes selon les secteurs considérés. Même si certaines hypothèses sectorielles, critiquées au regard

(1) Avec mesures supplémentaires – objectifs.

(2) Avec mesures supplémentaires – mesures.

des dernières statistiques ou de la conjoncture économique, ne sont pas intégralement reprises dans le scénario de référence du Comité, elles constituent néanmoins les grandes lignes de ce scénario.

Les scénarios DGEC-CGDD ont fait appel aux modèles Med-pro et POLES d'Enerdata, ainsi qu'à l'expertise du CITEPA, de l'IFPEN et de l'école des Mines.

Au niveau macroéconomique, les scénarios DGEC-CGDD se basent sur un scénario de la DG Trésor de 2010, réalisé dans le cadre des travaux du comité d'orientation des retraites, soit un scénario de reprise lente. Dans ce cas la crise aurait un effet de cliquet à la baisse sur le niveau de richesse. La perte de PIB due à la crise serait ainsi de l'ordre de 3,2 % du PIB en 2020 soit environ 1,6 année de croissance perdues à l'horizon 2020.

Tableau 6 : Hypothèses de croissance du PIB en France

	Année de la prévision	2008-2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030
DGPTÉ (Scénario B)	2010	1,3**	2,2	1,6	1,6

Source : Direction générale du Trésor

Sur le plan démographique, le scénario s'appuie sur le scénario « fécondité haute » de l'INSEE réactualisé en 2006.

Tableau 7 : Prévision d'évolution de la population française à l'horizon 2030 selon le scénario Fécondité haute

	1990	2005	2010	2020	2030
Population	56 577 000	60 702 284	62 461 038	65 928 218	68 937 420

Source : INSEE (2006)

Tableau 8 : Prévision d'évolution du nombre de personnes par ménage en France métropolitaine à l'horizon 2030

	1990	2005	2010	2020	2030
Personnes/ménage	2,65	2,40	2,34	2,27	2,20

Source : d'après INSEE (2006)

Pour l'énergie, les prix internationaux considérés sont ceux des projections AIE de 2009.

Tableau 9 : Hypothèses de prix des énergies (scénario de référence)

	Prix (\$2008)	2008	2015	2020	2025	2030
Pétrole	Crude IEA import price/barrel	97,19	86,67	100	107,5	115
Gaz	Mbtu	10,32	10,46	12,1	13,09	14,02
Charbon	Tonne	120,59	91,05	104,16	107,12	109,4

Source : Prix du pétrole AIE, WEO 2009, « Reference scénario »

Les mesures mises en œuvre à 2020 dans le secteur de l'énergie sont résumées dans le tableau suivant.

Tableau 10 : Mesures prises en compte dans les scénarios AMS (avec mesures supplémentaire) DGEC 2010, dans le domaine énergétique

Intitulé de la mesure	Scénario AMS
Maîtrise de la demande	
Certificats d'économie d'énergie (CEE)	X (1 ^{re} et 2 ^e périodes)
Directive eco-conception	X
ENR électriques	
Objectifs de la PPI 2009	X
Obligation d'achat et tarifs d'achat	X
Appels d'offres (éolien, PV)	X
ENR thermiques	
Objectifs de la PPI 2009	X
CIDD	X
Eco-PTZ	X
Fonds chaleur	X

Source : DGEC

Concernant les capacités électriques, les hypothèses retenues sont celles de la Programmation pluriannuelle des investissements (PPI) dans l'électricité de 2009. Il a été supposé qu'aucun dispositif de CSC ne serait mis en œuvre dans le secteur électrique d'ici 2030.

Alors que le scénario AMS-M est prolongé tendanciellement à 2030 (sans nouvelles mesures ni objectifs), le scénario AMS-O-facteur 4 est prolongé à 2030 de façon à obtenir le facteur 4 en 2050 sur le CO₂ énergie. Dans la modélisation, cela se traduit par l'implémentation d'une valeur du carbone sur les secteurs hors-ETS à partir de 2020 de manière à s'inscrire dans une trajectoire compatible avec l'atteinte de l'objectif du facteur 4 à l'horizon 2050 (soit 140 Mt d'émissions de GES et 90 Mt de CO₂ liées à l'énergie).

Tableaux 11 : Évolution des émissions de GES dans les secteurs de l'industrie et de l'énergie à 2020 et 2030 – scénario AMSO-F4 et AMS-M

	Scénario Grenelle Mesures (AMS-M)				
	1990	2020	2020/1990	2030	2030/1990
Industrie de l'énergie	76	54	- 29 %	59	- 22 %

	Scénario Grenelle Objectifs (AMS-O F4)				
	1990	2020	2020/1990	2030	2030/1990
Industrie de l'énergie	76	49	- 36 %	53	- 30 %

Source : DGEC

Les émissions du secteur de l'énergie sont supérieures dans le cadre du scénario AMS-M par rapport au scénario AMS-O F4 en raison de la moindre réduction de la consommation énergétique notamment dans les secteurs résidentiel-tertiaire et des transports entraînant des besoins accrus de production d'électricité et de raffinage.

Scénarios référence et « nucléaire bas » du Bilan Prévisionnel RTE 2011

La simulation RTE repose sur une simulation fine du bouclage entre l'offre et la demande par les différents moyens de production disponibles en Europe, par ordre croissant de coût d'utilisation. Ces scénarios analysent le système ouest-européen interconnecté et notamment la sortie du nucléaire de l'Allemagne avec deux conséquences : une réduction de la possibilité d'import par la frontière de la France avec ce pays, un phénomène de saturation des réseaux induit par la modification des flux d'électricité sur les réseaux intérieurs allemand et transfrontalier.

Dans le scénario de référence de RTE la consommation nationale croît de 16 TWh entre 2016 et 2020, puis de 31 TWh entre 2020 et 2030. Cette croissance à long terme est principalement couverte par le développement des énergies renouvelables (leur contribution augmente de 48 TWh entre 2020 et 2030) mais un besoin en puissance complémentaire de 4,3 GW subsiste en 2030. Le solde des échanges est d'environ 65 TWh en 2030.

Dans la continuité des variantes étudiées dans le Bilan Prévisionnel 2009, RTE a examiné un scénario de réduction de la capacité nucléaire en France à l'horizon 2030. Ce scénario retient l'hypothèse d'une puissance nucléaire installée de 63,5 GW en 2020 et 40 GW en 2030 ainsi qu'une hypothèse de maîtrise de la demande d'énergie renforcée, un développement accru du parc de production renouvelable avec des objectifs de 40 GW d'éolien et 25 GW de photovoltaïque en 2030, un renforcement significatif des capacités d'échanges transfrontaliers et une puissance de 10 GW de nouvelle production de pointe ou d'effacement de consommation.

Étude de l'Union française de l'électricité

L'Union française de l'électricité (UFE) a réalisé différents scénarios à 2030 reposant sur plusieurs combinaisons d'intensité de l'effort de maîtrise de la demande électrique et de mix de production électrique. Si le rapport de cette étude n'est pas encore public, nous avons fait figurer dans le chapitre 3 les résultats préliminaires présentés au comité.

Les travaux de l'UFE, comme ceux de RTE¹ montrent une baisse partielle ou significative du nucléaire dans le mix français peut conduire à une croissance importante des émissions de CO₂ du secteur électrique et par conséquent du pays. L'étude UFE (qui envisage une part de 20 % du nucléaire à 2030 et une consommation de 570 TWh) conduit ainsi à cet horizon à une multiplication par 3 des émissions du secteur électrique par rapport à 2010 et à une augmentation de près de 20% ses émissions totales de CO₂ rapport à 2010.

➤ *Les scénarios à 2050*

Scénario Négawatt 2011

Le scénario Négawatt 2011 est l'un des seuls exercices français de prospective énergétique récent à 2050. Il s'appuie sur une modélisation technique des besoins et

(1) www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/bilan_previsionnel/bilan_complet_2011.pdf.

du bouclage offre-demande, **sans évaluation économique**. Il adopte une vision très volontariste de sobriété et d'efficacité énergétique, conduisant à une réduction de la demande en énergie primaire de 65 % en 2050 par rapport à 2010. Côté offre, il met en œuvre une logique de recours prioritaire aux énergies renouvelables (qui représentent en 2050, 91 % des ressources énergétiques), et de sortie totale du nucléaire en 2033.

Ce scénario conduit à une division par 2 des émissions de CO₂ du secteur énergétique en 2030 par rapport à 2010 et par 16 en 2050.

2. Industrie : aller au-delà des gains d'efficacité incrémentaux

2.1. Les émissions de GES du secteur sur la période 1990-2010

En 2009, le secteur de l'industrie représente près de 18 % du total des émissions de gaz à effet de serre de la France hors UTCF, soit environ 89 MteqCO₂ (périmètre Kyoto, format plan climat), et est le troisième secteur contributeur à l'inventaire derrière le transport et le résidentiel-tertiaire. De l'ordre d'un quart de ce total provient du sous-secteur des minéraux non métalliques et matériaux de construction, un quart du sous-secteur de la chimie.

Tableau 12 : Décomposition des émissions de l'industrie manufacturière en 2009, par activité et gaz

KteqCO ₂	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆
Combustion industrie manufac. et construc.	62 748	128	782			
Procédés industrie chimique	2 490	60	3 909			
Procédés produits minéraux	11 512	0	0			
Procédés production de métaux	3 343	1	0	0	29	239
Solvants et produits divers	595	0	0			
Production de gaz fluorés	0	0	0	245	25	0
Autres productions	0	0	0			
Consommation de gaz fluorés	0	0	0	2 750	311	141
Total	80 688	190	4 691	2 995	365	380

Source : CITEPA 2011

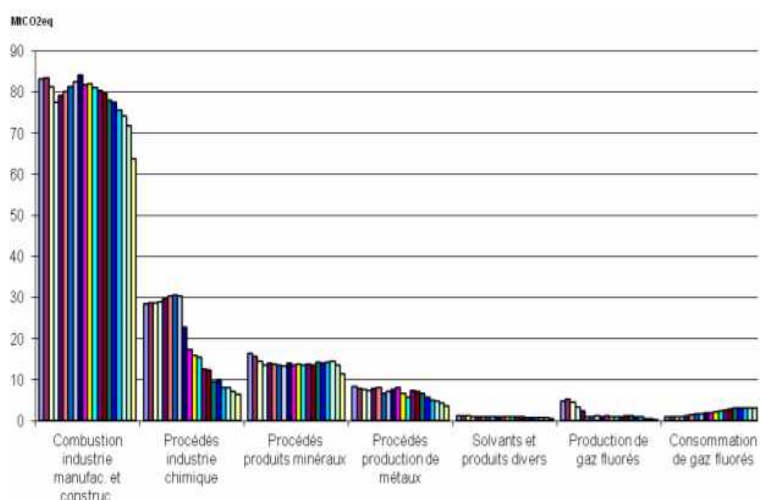
En 2009, les émissions de l'industrie manufacturière sont représentées à :

- 71 % par le CO₂ lié la combustion (par ordre d'importance : métallurgie des métaux non ferreux, chimie, métallurgie des métaux ferreux, agroalimentaire, construction, papier carton) ;
- 13 % par le CO₂ des procédés de fabrication de produit minéraux ;
- 7 % par les procédés de la chimie (N₂O et CO₂) ;
- 4 % par les procédés de fabrication de métaux (CO₂ et SF₆) ;
- 4 % par la production et consommation de gaz fluorés (HFC, PFC, SF₆) ;
- 1 % par les solvants et produits divers.

Bien qu'il s'agisse d'une source faible à l'échelle de l'inventaire national, on peut noter que la totalité des émissions de PFC sont imputables à l'industrie manufacturière en France (métallurgie, chimie et biens d'équipement et matériels de transport).

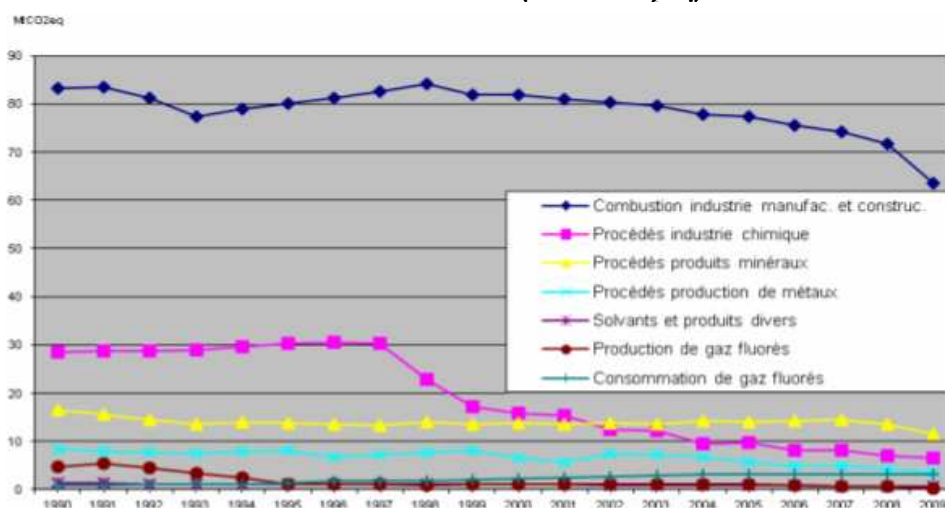
Les émissions de l'industrie manufacturière sont inférieures de 38 % à leur niveau de 1990. Sur les seules années 2008 et 2009, la baisse représente près de 10 % par rapport à 1990, du fait essentiellement de la très forte baisse d'activité du secteur de la sidérurgie en relation avec la crise économique.

Graphique 18 : Évolution des émissions liées à l'industrie entre 1990 et 2009 (en millions de tonnes équivalent CO₂)



Source : CITEPA 2011

Graphique 19 : Évolution des émissions liées à l'industrie entre 1990 et 2009 (en MtCO₂,eq)



Source : CITEPA 2011

Parmi les plus fortes évolutions entre 1990 et 2009 en volume d'émissions, on peut noter :

À la baisse :

- le N₂O dans les procédés de la chimie (– 20MteqCO₂), lié à l'introduction de technique de réduction des émissions pour la production d'acide adipique, d'acide glyoxylique et d'acide nitrique dans les années 2000, ainsi qu'à une baisse d'activité ;
- le CO₂ lié à la combustion (– 19 MteqCO₂), qui reflète globalement la réduction de l'activité industrielle en France et les gains d'efficacité énergétique¹ ;
- le CO₂ dans les procédés minéraux (– 4 MteqCO₂) et métallurgiques (– 1Mt eq CO₂), liée à une baisse d'activité.
- les PFC dans la production de métaux (– 3 MteqCO₂), en particulier liée aux efforts des industriels (limitation de l'effet d'anode) dans la production d'aluminium, ainsi qu'à la fermeture de deux sites de production d'aluminium ;
- le HFC dans la production de gaz fluorés (– 3,3 Mteq CO₂), lié à la mise en place d'une unité de traitement des produits fluorés par oxydation thermique dans l'unique site de production de HCFC-22.

À la hausse :

- forte hausse de l'usage des HFC (+ 2,6 Mteq, soit + 2 500 % par rapport à 1990), du fait de la substitution des CFC et HCFC par des HFC suite à l'application du protocole de Montréal et de la réglementation communautaire.

Le CO₂ étant un produit fatal de la combustion et, en l'absence à ce jour de dispositifs de récupération de ce gaz sur les installations de combustion, les émissions suivent l'évolution de la consommation d'énergie fossile du secteur.

La consommation énergétique de la sidérurgie, après avoir connu une baisse de 28 % en 2008, est remontée de 21 % en 2009. Plus généralement, le secteur de l'industrie a connu une hausse de sa consommation énergétique de 8 % en 2010 (après le décrochage de 2008 : – 3,1 % et surtout de 2009 : – 12,9 %) ; en 2010, la reprise de l'activité industrielle s'est répercutée sur les émissions de CO₂ qui sont en hausse dans ce secteur de 10,9 %. Près de la moitié de ces émissions supplémentaires sont dues au charbon consommé dans la sidérurgie.

2.2. Les principaux déterminants des émissions du secteur à l'horizon 2050

Le signal prix sur l'énergie et le carbone est des paramètres fondamentaux pour le secteur de l'industrie manufacturière. Plus spécifiquement, les principaux paramètres pouvant influencer sur les trajectoires d'émissions du secteur de l'industrie manufacturière sont :

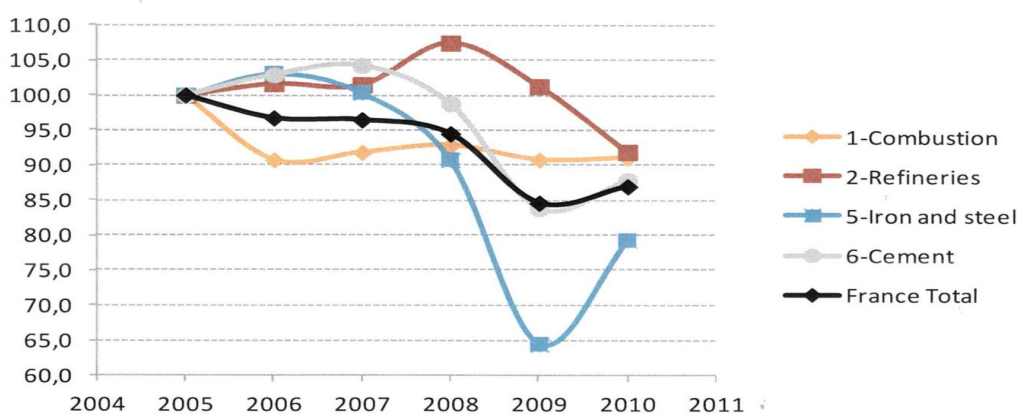
- l'évolution de la demande nationale et internationale de produits industriels, notamment pour les industries les plus émettrices (IGCE) ;
- l'efficacité énergétique de la production industrielle ;

(1) La baisse observée à partir des années 1990 dans l'industrie s'explique d'une part, par la poursuite du processus d'économies d'énergie et de substitution du pétrole au profit de l'électricité et du gaz naturel réalisées, suite au premier choc pétrolier survenu en 1973, et, d'autre part, par les nouvelles réglementations élaborées en 1998 visant à imposer des rendements minimaux aux chaudières industrielles ainsi qu'un contrôle périodique des installations de combustion supérieures à 1 MW.

- la nature de l'approvisionnement énergétique et la pénétration des énergies décarbonées ;
- la diffusion de la technologie de stockage et capture du carbone ;
- l'intensité GES des procédés.

L'industrie étant un secteur très hétérogène, ces différents facteurs ont un impact différencié selon les filières industrielles. Le graphique ci-après montre combien les émissions de gaz à effet de serre de certaines industries intensives en énergie comme le ciment et la métallurgie ont un caractère cyclique, lié à la conjoncture économique.

Graphique 20 : Évolution des émissions des industries sous ETS, par secteur, en France (Indice 2005 =100)



Source : ITL

Faire de la prospective sur l'industrie suppose par conséquent de développer une approche par filière à même de capter les composantes de l'arbitrage multicritère que chaque groupe conduit en permanence selon sa vision de la croissance nationale et internationale, de l'évolution du signal prix sur les énergies, le carbone, le prix des facteurs travail et capital, etc. On peut identifier plusieurs leviers permettant d'abaisser les émissions.

L'efficacité énergétique est un levier majeur de réduction des émissions de l'industrie. Si les installations industrielles françaises ont déjà réalisé des progrès importants en termes d'efficacité, des potentiels de gains supplémentaires demeurent. D'après le CEREN, le gisement net d'économies d'énergie finale dans l'industrie, en ne considérant que les opérations transverses, c'est-à-dire non spécifiques à un secteur, s'élèverait à 23 TWh de combustibles (plus de 50 % du total de la consommation de combustible dans l'industrie) et 41 TWh d'électricité (environ 30 % de la consommation électrique de l'industrie). Ces économies représentent un potentiel de réduction des émissions de 8,6 MtCO₂. Plus de la moitié de ces gisements d'économie d'énergie auraient un temps de retour relativement faible.

Tableau 13 : Le gisement d'économie d'énergie (et d'émissions de CO₂ associées) dans les opérations transversales de l'industrie par secteur d'activité

	Champ (GWh)	Gisement énergie (BWh)	Gisement/champ	Gisement CO ₂ (Kt)
Combustibles	42 958	23 042	54 %	6 023
Électricité	104 694	41 014	39 %	2 541
Toutes énergies	147 652	64 056	43 %	8 564
Moteurs	95 349	23 449	25 %	1 195
Air comprimé	9 625	3 381	35 %	124
Froid	9 333	3 547	38 %	196
Ventilation	13 379	5 797	35 %	319
Pompage	15 291	3 860	25 %	213
Chaufferies	10 787	7 577	70 %	2 622
Réseaux	8 355	5 215	62 %	1 105
Transformateurs	2 254	1 086	48 %	60
Éclairage	5 827	3 344	57 %	364
Chauffage	25 079	12 261	49 %	2 839

NB : les gisements par opérations transversales ne sont pas additionnables.

Source : CEREN

Tableau 14 : Émissions de CO₂ évitables en milliers de tonnes

	Maintenance	Investissement avec temps de retour		
		Faible	Moyen	Élevé
Moteurs	0	0	0	1 195
Air comprimé	90	11	0	96
Froid	62	74	0	87
Ventilation	111	0	53	172
Pompage	0	46	58	114
Chaufferies	251	309	870	1 201
Réseaux	443	366	0	296
Transformateurs	0	0	0	60
Éclairage	0	144	62	226
Chauffage	0	29	2 321	892

Source : CEREN

Le WWF France estime les économies d'énergie possibles à l'horizon 2020 dans l'industrie à 18 %, et plus de 40 % sur le long terme par rapport à 2008. Les secteurs représentant les gains les plus importants sont principalement les secteurs où le recyclage peut être mis en œuvre de façon encore plus ambitieuse : sidérurgie, métaux non ferreux, papier-carton. Le ciment et le verre présentent eux aussi des gains importants liés à la mise en œuvre de procédés plus efficaces. Pour les secteurs de la chimie et dans une moindre mesure de l'agroalimentaire, la diversité des procédés rend la tâche d'estimation des gains plus difficile, il a donc été retenu des gains plus modestes et sans doute conservateurs.

Tableau 15 : Le gisement d'économie d'énergie dans l'industrie par secteur d'activité à 2020 et à long terme.

Consommation totale nette (énergie finale)	En TWh			Réduction (%)		
	2008	2020	Long terme	2008	2020	Long terme
Sidérurgie	83,6	69,2	32,9	0	17	61
Autre chimie organique	64,6	56,1	45,4	0	13	30
Agroalimentaire	56,1	45,4	35,6	0	19	37
Papier	43,7	32,9	20,4	0	25	53
Ciment et autres	29,8	25,5	16,1	0	15	46
Chimie minérale	28,2	25,1	21,5	0	11	24
Travail des métaux	22,5	18,4	15,2	0	18	33
Verre	15,3	9,8	3,9	0	36	74
Mat. construction	14,8	13,0	11,0	0	12	26
Métallurgie non ferreux	14,1	11,4	6,7	0	19	52
Plastiques	12,9	10,4	7,5	0	19	42
Constr. de véhicules	11,2	8,6	6,8	0	23	39
Divers	11,2	9,2	8,0	0	17	28
Engrais	10,1	9,0	7,8	0	11	22
Transformation plastique	9,1	7,3	5,5	0	20	40
Construction élec.	8,7	7,2	6,1	0	18	30
Construction mécanique	6,4	4,8	3,9	0	24	39
Parachimie	5,8	4,4	3,6	0	25	37
Textile	4,8	4,0	3,5	0	18	28
Caoutchouc	4,4	3,7	3,2	0	16	26
Constr. navale et aéronautique, armement	4,0	2,9	2,4	0	28	40
Total industrie	461,3	378,1	267,0	0	18	42
* Chaleur	341,7	272,9	183,2	0	20	46
* Électricité	125,8	110,7	88,8	0	12	29

Rq : Le total chaleur + électricité est légèrement supérieur à la consommation totale et cette différence correspond à l'autoproduction d'électricité.

Source : E&E – WWF, E&E (2011)

La substitution de combustibles et de matière première pétrochimique par de la biomasse et des déchets constitue une autre solution importante, mais comme la ressource sera relativement limitée, la concurrence pourrait faire monter les prix et amoindrir l'intérêt des applications industrielles. La décarbonation du secteur de l'électricité créera aussi de nouvelles possibilités d'abaisser l'intensité de CO₂ grâce à l'électrification des procédés industriels. La substitution énergétique, vers des ressources non émettrices (biomasse ou électricité décarbonée), constitue également un potentiel d'abattement à mobiliser sur le long terme.

La capture et stockage du carbone (CSC) est pointée dans la majorité des études prospectives comme une option majeure pour réduire le dioxyde de carbone provenant des applications industrielles.

Alors que le secteur de l'énergie peut profiter de nombreuses solutions de substitution aux combustibles fossiles, dans certaines industries (par exemple la sidérurgie,

l'industrie chimique et pétrochimique, l'industrie du ciment, le secteur des pâtes à papier et papier), les réductions d'émissions significatives ne peuvent être atteintes que grâce au CSC. L'AIE¹ estime que cette technologie pourrait réduire les émissions de CO₂ mondiales de 4 gigatonnes (Gt) par an d'ici 2050 dans les applications industrielles, ce qui représentent environ 9 % des réductions nécessaires pour réduire de moitié les émissions énergétiques de CO₂ d'ici 2050. Pour atteindre cet objectif, 20 % à 40 % de toutes les installations doivent être équipées de CSC.

Le CSC semble plutôt adapté pour les unités industrielles émettant de grandes quantités de carbone ou pour celles proches de centrales électriques qui développeraient également cette option. Pour que les résultats soient à la hauteur des espoirs que suscite cette technologie, il convient de développer leur démonstration à grande échelle dans l'industrie, parallèlement à la réalisation des projets de démonstration prévus dans le secteur de l'électricité. Comme indiqué plus haut pour le secteur de l'énergie, l'acceptabilité du CSC par la population est un enjeu majeur qui pourrait, avec la concurrence sur les sites de stockage, réduire la diffusion de cette technologie.

Si la France ne dispose pas d'un marché intérieur significatif sur le CSC, en comparaison d'autres marchés comme la Chine, en revanche, des acteurs français parmi les grands industriels et les organismes de recherche sont présents sur toutes les étapes de la chaîne de valeur du CSC et très bien positionnés pour participer à la croissance de la filière avec la possibilité de devenir un centre d'ingénierie de portée mondiale.

Le CO₂ peut aussi être valorisé comme matière première ; environ 0,5 % des émissions mondiales de CO₂ anthropiques étaient valorisées en 2008. Il est utilisé dans les industries agroalimentaire et chimique, pour des applications industrielles et pour la récupération assistée d'hydrocarbures. L'enjeu principal de la valorisation du CO₂ consiste à trouver de nouvelles applications en s'appuyant sur des technologies de rupture permettant d'augmenter les volumes concernés. Dans le contexte français, il pourrait être utilisé comme matière première dans des procédés industriels, être transformé pour obtenir des produits chimiques, comme des plastiques ou des produits à valeur énergétique, ou être utilisé dans des procédés biologiques pour produire des biocarburants ou des produits pharmaceutiques. La filière est émergente, les pays les plus avancés sont les États-Unis et le Japon, mais aussi la Chine. Plusieurs projets de recherche ont démarré ces cinq dernières années en Europe et en France.

Dans un scénario compatible avec l'objectif européen à 2050, la CSC représenterait de l'ordre de 40 % des réductions des émissions de CO₂ de l'industrie à 2050, l'efficacité énergétique environ 30 %, le reste étant obtenu par substitution énergétique, récupération d'énergie et recyclage.

2.3 Les exercices de projections de référence

➤ *Les scénarios à 2020-2030*

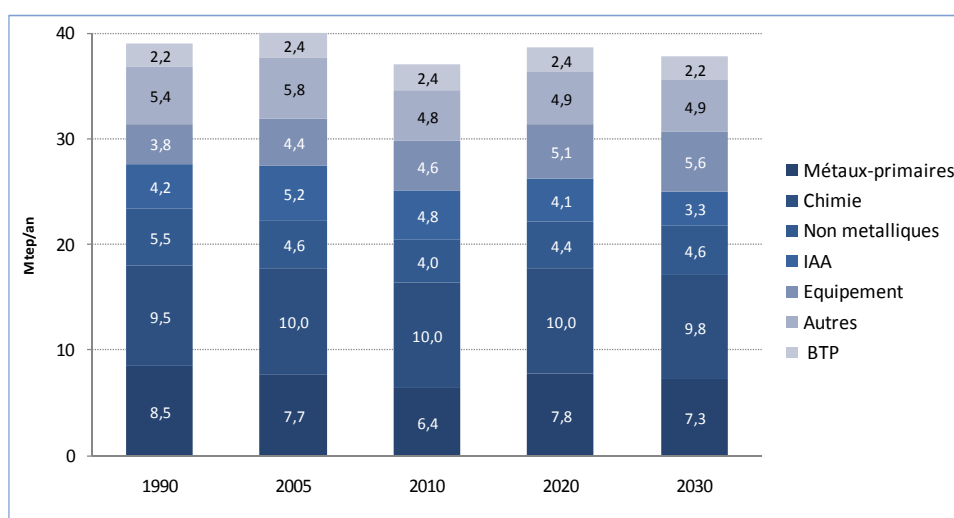
Pour l'industrie, les deux scénarios AMS-M et AMS-O évoqués plus haut intègrent la mise en œuvre de la directive ETS et retiennent pour les Industries grandes

(1) AIE (2011), *Technology Roadmap, Carbon Capture and Storage in Industrial Applications*.

consommatrices d'énergie des hypothèses de production et d'intensité énergétique à 2020, 2030 calées avec les industriels pour les secteurs ETS et les données d'une étude prospective BIPE pour le hors ETS. La modélisation des secteurs soumis à ETS dans les deux scénarios est identique, et repose sur la mise en œuvre de la troisième phase du dispositif, avec un prix du quota de CO₂ à 25 €/tCO₂ en 2020 et 39 €/tCO₂ en 2030, valeurs issues du scénario « Baseline » de la modélisation PRIMES pour la Commission européenne en 2009.

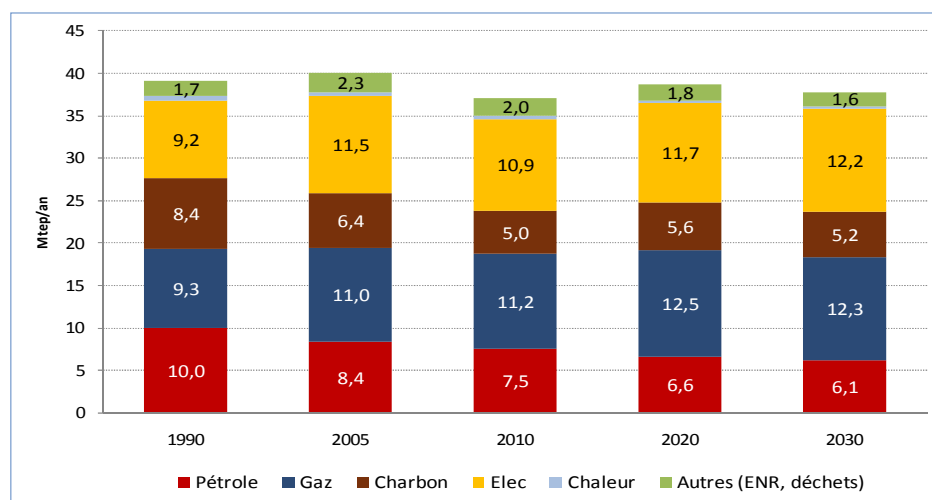
En moyenne, les scénarios décrivent une diminution légère de la consommation d'énergie entre 2010 et 2020, pour atteindre 38 Mtep : la hausse des tonnages produits par certaines IGCE est presque exactement compensée par les gains d'efficacité espérés au niveau des procédés de production.

Graphique 21 : Composition par secteur de la consommation industrielle (usages énergétiques, scénarios « mesures »)



Source : DGEC

Graphique 22 : Composition de la consommation énergétique de l'industrie (usages énergétiques, scénarios « mesures »)



Source : DGEC

Si la consommation totale d'énergie de l'industrie diminue peu, le mix énergétique sous-jacent change quant à lui fortement. L'électricité et le gaz devraient en effet jouer un rôle prépondérant aux horizons 2020 et 2030 (environ 30 % chacun). Les parts du pétrole et du charbon devraient diminuer fortement.

Ces scénarios conduisent à une réduction des émissions de gaz à effet de serre de l'industrie de 27 % en 2020 par rapport à 1990. En 2030, l'effet combiné de la croissance et des gains d'intensité GES de la production industrielle conduit à un niveau équivalent d'émission.

➤ *Les scénarios à 2050*

L'exercice Négawatt 2011 projette la consommation énergétique et les émissions de GES de l'industrie française à 2050. Très volontariste, ce scénario couple :

- des efforts de sobriété et d'efficacité énergétique supplémentaires (gain d'efficacité de 35 % en moyenne pour l'ensemble des moteurs, réduction des besoins de combustible de 32 % dans la sidérurgie, de 50 % dans les cimenteries, développement de la cogénération et de la récupération de chaleur, etc.) ;
- le développement massif du recyclage (passage de 52 % de recyclage de l'acier à 90 %, de 4,5 % des plastiques à 30 %) et de la réutilisation des produits (par exemple consigne sur les bouteilles en verre, etc.) ;
- la réduction des emballages, permettant de réduire les besoins de production ;
- la baisse de demande émanant des autres secteurs (réduction de 10 à 70 % des besoins de matériaux selon les secteurs, de 45 % des engrais agricoles, de 30 % des matériaux pour la construction automobile) ;
- l'extension de l'usage de l'électricité en substitution aux combustibles fossiles dans la sidérurgie et la cimenterie, le développement du solaire thermique pour les besoins de chaleur basse et moyenne température.

En parallèle, le scénario Négawatt fait l'hypothèse forte d'une relocalisation à long terme en France de l'essentiel des industries de transformation, dans une optique de réduction de « l'exportation des impacts de nos achats de produits manufacturés ». Au moment de la rédaction de notre rapport, les documents disponibles sur ce scénario ne permettent pas de désagréger la consommation énergétique et les émissions de l'industrie.

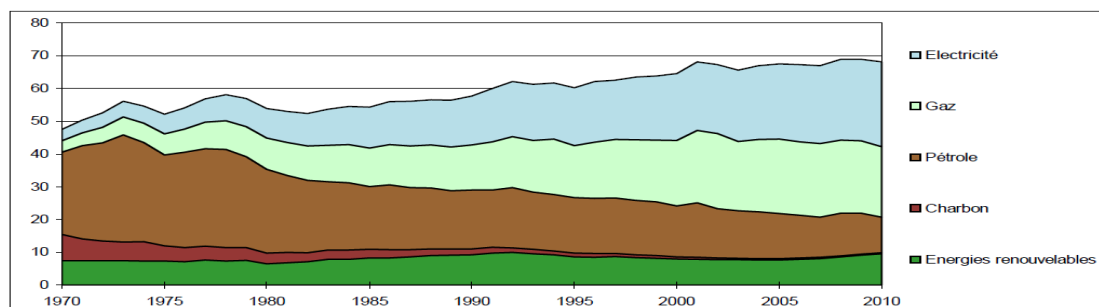
3. Bâtiments : l'inertie du parc et le rythme de sa rénovation

3.1. Les émissions de GES du secteur sur la période 1990-2010

Le secteur résidentiel-tertiaire représente en 2009 44 % d'énergie finale consommée en France et 19 % des émissions de GES (environ 25 % si l'on ajoute les émissions associées à la production d'électricité et au chauffage urbain). Les logements représentent environ 3/4 des surfaces et 2/3 des consommations et émissions ; le tertiaire 1/4 des surfaces et 1/3 des consommations.

Après une baisse sensible au cours de la décennie 1980 (de l'ordre de - 25 %) du fait du développement du programme nucléaire, les émissions de gaz à effet de serre du secteur ont augmenté d'environ 9 % entre 1990 et 2009. Au-delà des variations climatiques d'une année à l'autre, cette hausse s'explique essentiellement par une augmentation régulière des émissions de gaz fluorés liées au développement de la climatisation et de la réfrigération (voir graphique du chapitre 3).

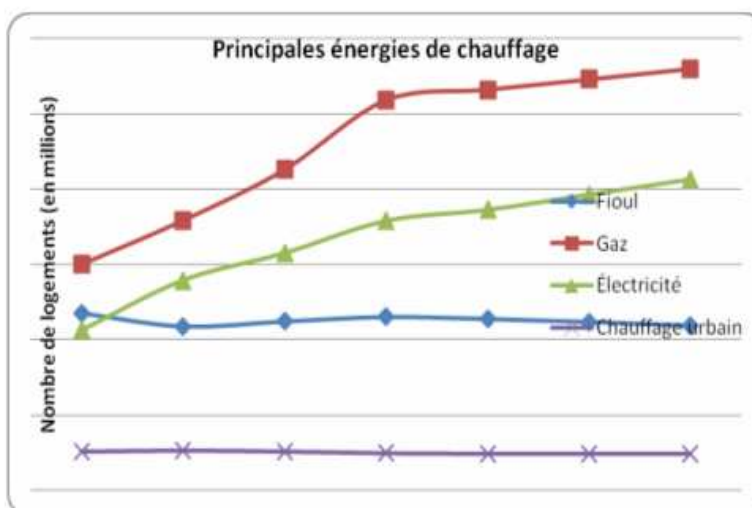
Graphique 23 : Consommation d'énergie finale dans le secteur résidentiel-tertiaire (données corrigées des variations climatiques, en Mtep)



Source : SOeS

Malgré une forte croissance du parc sur la période 1990-2010 (+ 50 % pour les logements, cf. graphique ci-dessous), les émissions hors gaz fluorés sont restées relativement stables sur la période. D'une part, les nouveaux logements étaient mieux isolés que le parc existant ; d'autre part, les énergies utilisées de façon croissante (gaz et électricité) ont un contenu CO₂ inférieur au fioul et au charbon, dont la consommation a fortement chuté ; enfin, l'amélioration régulière des performances du parc existant a permis de compenser la consommation liée aux nouveaux bâtiments.

Graphique 24 : Principales énergies de chauffage



Source : SOeS, CEREN

3.2. Les principaux déterminants des émissions du secteur à l'horizon 2050

Ce secteur se caractérise à la fois par une grande inertie et une grande hétérogénéité.

➤ *L'inertie du parc de bâtiments*

La durée de vie des bâtiments peut aller bien au-delà de 100 ans. Le taux de destruction des logements, difficile à évaluer, est faible et serait de l'ordre de 0,3 à 0,4 %. Le taux de construction sur période récente est de l'ordre de 1 %/an. Compte tenu de l'évolution démographique relativement lente projetée à l'horizon 2050, une grande partie du parc de 2050 est déjà construit en 2010. Suivant les hypothèses retenues pour la croissance démographique, l'évolution de la taille des ménages et l'augmentation de la surface par habitant, et sauf bouleversement dans les rythmes de destruction/construction, entre 60 % et 70 % du parc de 2050 est déjà construit en 2010.

Même si le parc tertiaire est plus récent et connaît une dynamique plus rapide, plus de 50 % du parc de 2050 est déjà construit en 2010.

Une baisse sensible des émissions du parc à l'horizon 2050 passe donc forcément par un traitement en profondeur du parc existant. Pour initier ce mouvement, il faut traiter des situations très diverses du fait de la grande hétérogénéité du parc.

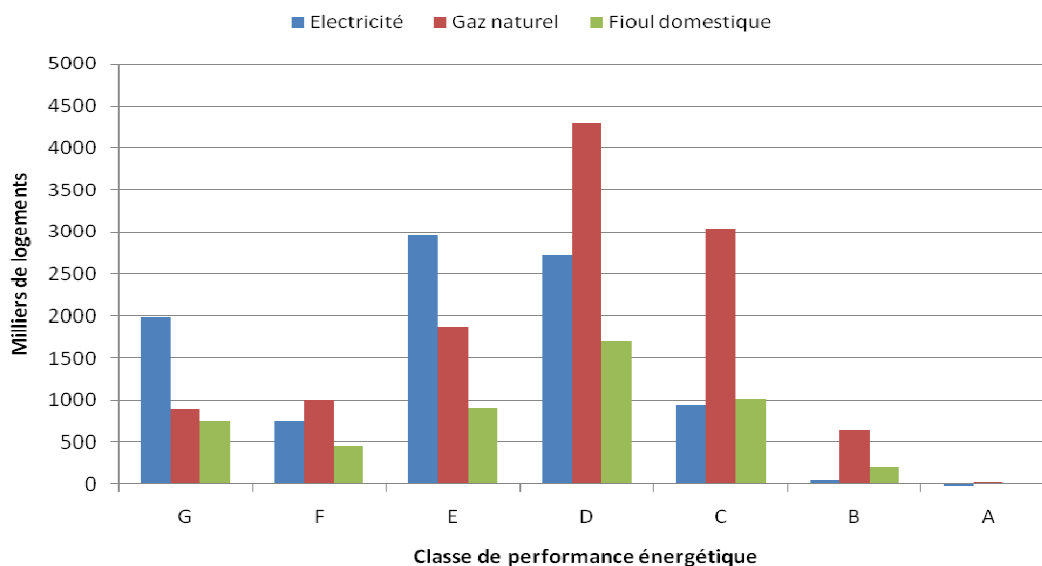
➤ *L'hétérogénéité du parc de bâtiments*

La description du secteur en quelques chiffres (2009) suffit à montrer l'hétérogénéité :

- 33 millions de logements dont près de 28 millions de résidences principales, 3 millions de résidences secondaires et 2 millions de logements vacants ;
- sur les résidences principales, 16 millions de propriétaires occupants (dont un tiers accédants) et 12 millions de locataires (dont 5 millions de logements sociaux) ;
- sur les résidences principales, près de 16 millions de maisons individuelles et 12 millions de logements collectifs ;
- le tertiaire se répartit en 480 millions de m² dans le secteur tertiaire privé et 370 millions de m² dans le secteur tertiaire public (250 millions de m² pour les collectivités territoriales et 120 millions de m² pour l'État et ses opérateurs).

Par ailleurs, les performances énergétiques intrinsèques de ces bâtiments sont très dispersées (*voir graphique suivant pour le parc de logements*), à cause notamment des différentes années de construction (réglementations thermiques de 1974, 1989, 2000, 2005), de procédés de construction, d'énergie de chauffage et de la situation géographique.

Graphique 25 : Structure du parc de logements en 2007



Source : ANAH (Marchal, 2008)

Tableau 16 : Consommations d'énergie conventionnelles du diagnostic de performance énergétique

Étiquette DPE	G	F	E	D	C	B	A
Consommation conventionnelle (kWhep/m ² /an)	> 450	450-330	330-230	230-150	150-90	90-50	< 50

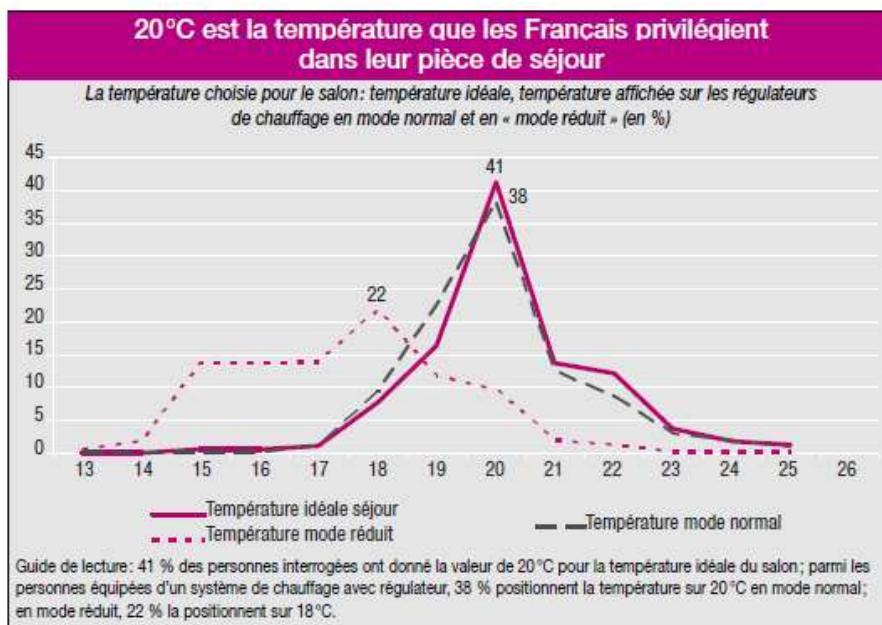
Source : Arrêté du 15 septembre 2006 relatif au diagnostic de performance énergétique pour les bâtiments existants proposés à la vente en France métropolitaine.

La moyenne de consommation du parc français de logements se situe à environ 240 kWhep/m²/an en énergie primaire¹. Aujourd'hui, le chauffage représente environ 70 % de l'énergie consommée (exprimée en énergie finale), l'eau chaude sanitaire 10 %, la cuisson 6 % et l'électricité spécifique 14 %. Par ailleurs, les besoins en électricité spécifique (éclairage, électroménager, télévision, informatique,...) augmentent plus vite (+ 2,8 %/an) que ceux liés aux usages thermiques (chauffage, eau chaude, cuisson) (+ 1,8 %/an). En 2009, la consommation d'électricité spécifique représente entre 50 % (résidentiel) et 75 % (tertiaire) des besoins en électricité du secteur.

Enfin, au-delà des caractéristiques techniques des bâtiments, le comportement des occupants et l'usage des bâtiments entraînent également de fortes disparités en termes de consommation énergétique et d'émission de GES. D'une part, les préférences de confort peuvent varier (*voir graphique suivant*); d'autre part, les ménages doivent composer avec leurs contraintes budgétaires. Par ailleurs, les usages dans le tertiaire sont extrêmement variés (du centre commercial à la tour de bureaux).

(1) L'énergie primaire représente l'énergie nécessaire pour extraire, distribuer, stocker, et produire l'énergie mise à disposition chez le consommateur. Dans le cas de l'énergie électrique, le kWh primaire amène par le réseau est égal à 2,58 fois le kWh final, énergie mesurée au compteur de l'abonné.

Graphique 26 : Température choisie pour le salon par les ménages



Source : Credoc 2010

Les capacités et incitations aux investissements de rénovation dépendent aussi fortement des ressources des occupants et de leur statut d'occupation. Un propriétaire occupant reste près d'une trentaine d'année dans son logement, tandis qu'un locataire du parc privé en change en moyenne tous les 5 ans (voir tableau ci-dessous).

**Tableau 17 : Taux de rotation annuels entre 1999 et 2007
(France métropolitaine, hors meublés)**

	1999-2001	2001-2003	2003-2005	2005-2007
Propriétaire occupant	3,7 %	3,5 %	3,5 %	3,5 %
Locatif privé	18,3 %	17,5 %	17,7 %	18,0 %
Locatif social	11,6 %	10,5 %	10,1 %	9,7 %
Collectivités publiques	12,9 %	12,4 %	12,2 %	11,8 %
Personnes morales	14,3 %	14,1 %	14,6 %	14,7 %
Parc total	8,6 %	8,1 %	8,1 %	7,9 %

Source : INSEE, Filocom

Pour finir, comme dans tous les secteurs, des effets « rebond » sont à attendre suite à une amélioration de la performance thermique des logements. L'effet rebond peut être direct lorsque l'amélioration thermique ne se traduit pas intégralement par une baisse de facture énergétique mais est récupérée également sous forme d'augmentation de confort et de hausse de la température de chauffage. L'effet rebond peut également être indirect lorsque la baisse de facture énergétique ouvre la possibilité d'un surcroît de consommation supplémentaire (équipement électro-ménager, voyage, habillement, etc.) générateur d'émissions de GES.

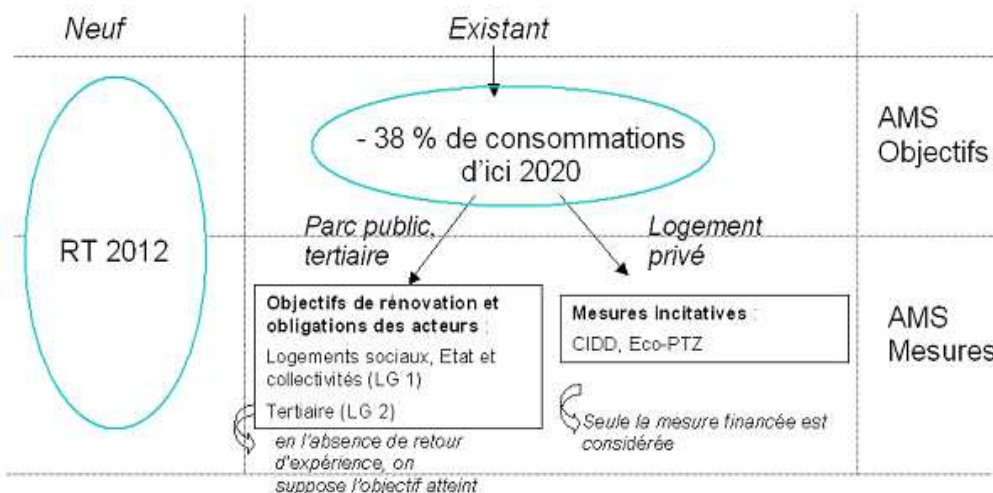
3.3. Les exercices de projections de référence

a) Les scénarios avec mesures existantes à 2020-2030

Le scénario avec mesures existantes de l'étude DGEC-CGDD 2010¹ fait les principales hypothèses suivantes :

- croissance du parc : 400 000 constructions neuves par an, dont 58 % de maisons individuelles ;
- performances des constructions neuves : application de la RT2012 à partir de 2011 pour le tertiaire et 2013 pour les logements ;
- rénovation du parc existant :
 - rénovation de 800 000 logements sociaux les plus consommateurs ;
 - éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ) : montée en charge progressive (150 000 actions en 2009 à 320 000 en 2012) ; crédit d'impôt développement durable (CIDD) : prolongation du rythme de 2009 ; ces dispositifs permettent une baisse des besoins de chauffage de l'ordre de 3 % ; ils sont supposés arrêtés en 2012 ;
 - le taux d'entretien des chaudières passe de 60 % en 2010 à 90 % en 2020 (gain d'efficacité énergétique de l'ordre de 10 %) ;
 - rénovation massive d'ici 2020 des bâtiments du tertiaire public de l'État (- 40 % de consommation d'énergie et - 50 % d'émission de GES) et des collectivités (amélioration deux fois moindre) ainsi que pour le tertiaire privé (- 38 % de consommation d'énergie).

Graphique 27 : Bâtiment - correspondance entre mesures et scénarios



Source : DGEC

Dans ces conditions, la trajectoire d'émission de GES du secteur est proposée dans le tableau 18.

(1) Il s'agit de l'étude DGEC-CGDD 2011 sur les Scénarii 2030 Énergie, Climat, Air.

Tableau 18 : Trajectoire d'émissions de GES du secteur (en MtCO₂)

	1990	2000	2010	2020	2030
Scénario avec mesures	90,6	96,9	96,8	78,8	73
Évolution/1990		7%	7%	- 13%	- 19%

Source : DGEC

Un certain nombre d'hypothèses de ce scénario apparaissent quelque peu critiquables : il paraît difficile par exemple d'arrêter purement et simplement en 2012 les dispositifs de type crédit d'impôt développement durable (CIDD) et éco prêt à taux zéro (éco PTZ) si le secteur du bâtiment est sensé contribuer de façon significative à l'objectif climatique de la France et si l'on souhaite tendre vers les objectifs du Grenelle ; le rythme de rénovation du parc tertiaire (public et privé) semble au contraire très optimiste au regard de la tendance actuelle et des moyens que la puissance publique pourra mettre en œuvre alors que les priorités budgétaires iront au désendettement.

Une modélisation simplifiée montre toutefois que les gains associés à la poursuite jusqu'à 2020 de dispositifs comparables au CIDD et à l'éco-PTZ seraient à peu près équivalents à ceux liés à une rénovation massive et en profondeur du parc de bâtiments publics. Prendre des hypothèses plus équilibrées permet donc d'atteindre un résultat sensiblement équivalent à l'horizon 2020.

b - Les scénarios « facteur 4 » à 2050

La réduction des consommations énergétiques et des émissions de GES dans le secteur passe à la fois par une rénovation massive (en volume) et profonde (en qualité) du parc existant et par une amélioration rapide des standards de construction neuve (sous l'effet des normes thermiques BBC et BEPOS).

D'un point de vue technique, les scénarios facteur 4 à l'horizon 2050¹ se résument en général simplement de la façon suivante (au-delà des gains d'efficacité énergétique incrémentaux) :

- le respect des normes thermiques annoncées dans le Grenelle² limite drastiquement la consommation et les émissions du parc construit à partir de 2012 ;
- le parc existant est rénové en profondeur afin d'abaisser la consommation moyenne de 240 kWh/m²/an le plus près possible de la cible BBC de 50 kWh/m²/an ; de façon schématique, cela signifie que, sur la période 2010-2050,

(1) On peut citer par exemple le scénario de l'association Negawatt publié en octobre 2011, l'étude CLIP-IDDDRI de novembre 2010 (Jean-Pierre Traisnel, Damien Joliton, Marie-Hélène Laurent, Sylvie Caffiaux, Anthony Mazzenga) – Habitat Facteur 4, étude d'une réduction des émissions de CO₂ liées au confort thermique dans l'habitat à l'horizon 2050, l'étude Futuribles de juillet 2008 (Christophe Marchand, Marie-Hélène Laurent, Rouzbeh Rezakhanlou et Yves Bamberger) - Le bâtiment sans énergies fossiles ? Les bâtiments pourront-ils se passer des énergies fossiles en France à l'horizon 2050 ? ou encore le travail d'Axenne, TML, Ecofys de 2007 - Scénarios de forte réduction des émissions de GES à l'horizon 2050.

(2) La réglementation thermique 2012 correspond en moyenne à une consommation d'énergie primaire de l'ordre de 50 kWh/m²/an ; celle en préparation pour 2020 devrait généraliser le bâtiment à énergie positive, c'est-à-dire produisant autant d'énergie qu'il n'en consomme sur un cycle annuel.

chaque bâtiment doit faire l'objet d'au moins une rénovation profonde¹ (enveloppe et système de chauffage) ; en rythme annuel, cela représente environ 500 000 rénovations « lourdes » par an pour le parc de logements et la même proportion pour le parc tertiaire ;

- les énergies décarbonnées (bois, gaz renouvelable, électricité renouvelable et solaire thermique) sont privilégiées à la fois dans les constructions neuves et dans les opérations de rénovation.

Globalement, les technologies et techniques nécessaires pour atteindre les objectifs sont déjà disponibles à des coûts abordables ; elles ne constituent pas des verrous même si toute amélioration (des coûts, des matériaux et équipements, des procédés de mise en œuvre, etc.) facilitera le processus.

En général, ces scénarios permettent des réductions de consommations et d'émissions théoriques très importantes ; ils offrent une marge capable d'absorber les probables effets rebond associés à une augmentation des températures de chauffage dans des bâtiments mieux isolés. Jouant en sens inverse, le changement climatique aurait un effet favorable sur les consommations énergétiques du parc de bâtiments, la diminution des besoins de chauffage l'emportant sur la hausse des besoins de climatisation.

L'étude la plus récente publiée par CLIP-IDDDRI en 2010 évalue le coût de réhabilitation des bâtiments (hors système de chauffage) entre 350 et 700 Md€ sur une période de 40 ans, soit un effort annuel supplémentaire de l'ordre de 10 à 20 Md€. Une partie de ces investissements est en réalité incluse dans les investissements traditionnels d'entretien (le surcoût d'un système optimal est en général limité par rapport au coût du système de base). Compte tenu du poids économique de la construction (neuve et rénovation), ce surcroît d'activité n'apparaît pas comme impossible à absorber. Pour la filière, le défi semble moins résider dans le volume de l'activité que dans la qualité, comme cela est largement développé dans le chapitre 3.

4. Transports : le rythme de l'électrification, l'organisation des transports urbains et la marchandise

Le secteur des transports représente en 2009 32 % de l'énergie finale consommée en France et 27 % des émissions de GES. Les émissions ont augmenté de près de 12 % entre 1990 et 2009. Le CO₂ représente plus de 95 % des émissions ; les émissions du seul CO₂ ont augmenté de 9 % sur la même période².

La route génère plus de 90 % de ces émissions³, les véhicules particuliers (VP) représentent environ 55 % de ces émissions, les poids lourds 27 %, les véhicules utilitaires légers (VUL) 18 % et les deux roues 1 %. Ces proportions sont relativement

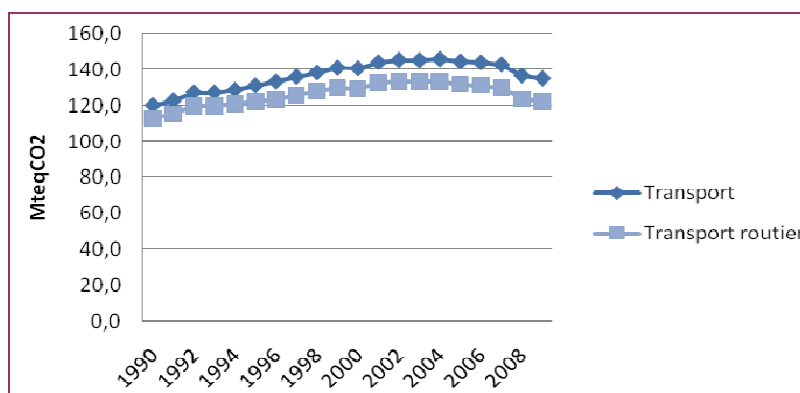
(1) Plutôt qu'une rénovation, la solution de déconstruction et reconstruction peut être particulièrement pertinente pour densifier des zones urbaines centrales, en économisant des émissions associées au transport.

(2) Sur la même période, les émissions de gaz fluorés liés aux climatisations ont augmenté régulièrement pour atteindre plus de 4 MtCO₂eq en 2009.

(3) Seuls les trafics domestiques sont pris en compte.

stables du fait d'évolutions de trafic assez proches sur longue période (*voir graphique 28*).

Graphique 28 : Émissions du secteur transport



Source : CITEPA avril 2011

En termes de carburant, les émissions liées à l'essence représentaient plus de 30 % des émissions en 2000 (plus de la moitié des émissions des véhicules particuliers) contre à peine 20 % en 2010 (le tiers des émissions des véhicules particuliers), du fait de la « diésélisation » progressive du parc automobile français¹.

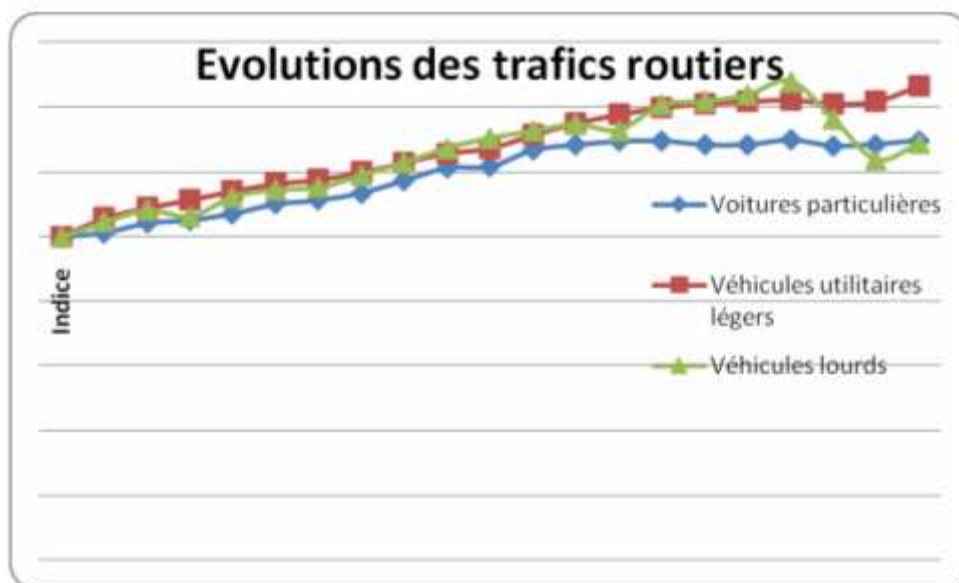
Depuis 1990, les différents trafics routiers ont connu des croissances relativement comparables (+ 1,3 %/an pour les voitures particulières et les véhicules lourds), avec toutefois les différences suivantes (*voir graphique suivant*) :

- le trafic des voitures particulières connaît une stagnation depuis une dizaine d'année ; dans certaines agglomérations, le trafic est même en recul ; toutefois le trafic de VUL² connaît une croissance plus forte, de l'ordre de + 1,9 % sur la période et le trafic longue distance continue à croître ;
- le trafic des poids lourds a connu une forte baisse en 2008 et 2009 du fait de la crise économique (près de 20 % au total) ; sur la période 1990-2007, le taux de croissance annuel moyen était sensiblement plus fort, de 2,3 %.

(1) En 2010, les véhicules diesel représentaient environ 70 % des immatriculations neuves de voitures particulières contre 50 % en 2000 ; ils représentent désormais près de 60 % du parc contre 35 % en 2000.

(2) Environ 40 % des VUL sont utilisés par des particuliers et 60 % par des professionnels.

Graphique 29 : Évolutions des trafics routiers



Source : CCTN 2010

4.1. Les évolutions de la demande de transport à long terme et ses déterminants

En sus de l'observation de la période récente 1990-2010, une analyse rétrospective plus longue permet de pointer les principaux déterminants de la demande de transport, de marchandises et de voyageurs.

Pour le transport de marchandises, les facteurs explicatifs des évolutions des dernières décennies sont :

- la croissance économique, avec toutefois une relation de moins en moins directe : si dans le passé, la croissance des tonnes x kilomètres (tkm)¹ était liée à la croissance de la production industrielle, la croissance du trafic est aujourd'hui plus tirée par l'évolution des chaînes de production et de la logistique (mondialisation, ouverture des frontières, flux tendus, fractionnement des lots et augmentation des fréquences, etc.) ;
- dans ce contexte, la route répond mieux à ces évolutions (délais, fiabilité, etc.) que le rail et la voie d'eau, plus compétitifs pour les produits industriels pondéreux ;
- pour les mêmes raisons, le trafic international croît plus vite que le trafic intérieur et le trafic de transit encore plus, la France occupant une position de carrefour géographique au sein du marché européen.

Pour le transport de voyageurs, les principaux déterminants de la demande sont :

- la croissance économique : malgré une saturation progressive, le taux de motorisation continue à augmenter, passant de 0,47 voiture par adulte en 1982 à

(1) Tonne x kilomètre : unité de mesure du trafic marchandises qui correspond au transport d'une tonne de marchandises sur un kilomètre. De la même façon, pour les voyageurs, l'unité de trafic couramment utilisée est le voyageur x kilomètre.

0,6 en 1994 et 0,7 en 2008 ; par ailleurs, alors que la mobilité locale se stabilise, les voyages à longue distance continuent à augmenter (en distance et en nombre) sous l'effet des modifications des modes de vie (tourisme, temps libre, retraités, etc.) ;

- la vitesse de transport (*voir illustration ci-dessous*) : en lien avec la croissance économique, le développement des infrastructures (10 000 km d'autoroutes, 2 000 km de lignes à grande vitesse, aéroports, etc.) a permis aux modes rapides de se généraliser sur toutes les catégories de distance : milieu urbain (voies rapides urbaines, RER), interurbain (autoroutes, TGV) et international (aérien) ; si le budget temps de transport évolue peu au cours des dernières décennies, les distances parcourues continuent à augmenter. À l'inverse, l'augmentation de la congestion urbaine et le durcissement des politiques de sécurité routière ont vraisemblablement joué un rôle dans le ralentissement de la croissance des trafics de voyageurs au cours des dernières années.

4.2. Les progrès technologiques envisageables

À l'horizon 2050, les progrès technologiques envisageables dans le domaine des transports sont :

- la réduction des consommations des véhicules à combustion interne traditionnels : les baisses tendanciennes historiques, de l'ordre de 1 %/an, semblent s'être amplifiées ces dernières années (*voir graphique ci-dessous*) sous l'effet combiné du dispositif de bonus-malus, des réglementations européennes et de la crise économique ; de l'avis des experts, les potentiels de réduction sont encore importants, notamment en diminuant le poids des véhicules ; pour les poids lourds, les perspectives relatives sont plus limitées du fait de la masse à tracter mais la flotte pourrait être optimisée en fonction de la taille des colis (en volume et masse) ;

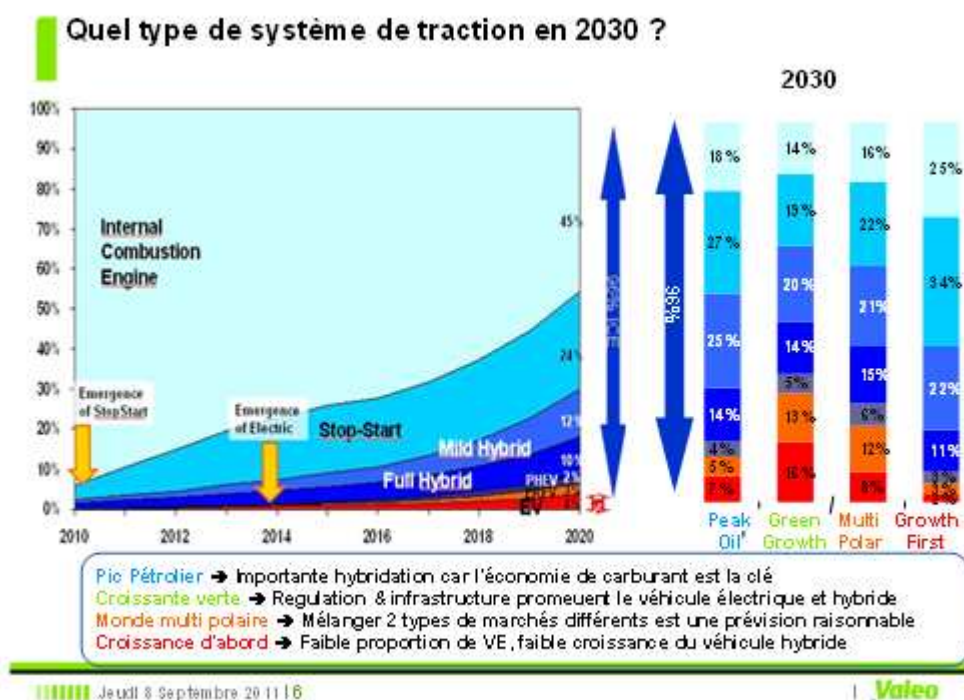
Graphique 30 : Évolution des émissions moyennes des véhicules neufs en France (en gCO₂/km)



Source : Ademe

- les biocarburants : déjà incorporés à hauteur de 7 % en 2010, ils constituent à terme un potentiel de décarbonation important lorsque les deuxièmes (biomasse ligno-cellulosique) et troisièmes (micro-algues) générations seront compétitives ; ces biocarburants n'auraient pas les inconvénients de la première génération, la matière première serait produite sans compétition avec les usages alimentaires et avec peu d'impact sur le changement d'affectation des sols (direct ou indirect), la production essentiellement locale (prairies, forêt, algues) permettrait d'en maîtriser l'impact environnemental ; le biogaz, produit à partir de déchet, représente également un potentiel intéressant pour remplacer les carburants classiques ;
- l'électricité : déjà largement présent dans le transport ferroviaire, le vecteur énergétique se développe aujourd'hui en complément des motorisations à combustion interne (hybrides) et représente vraisemblablement à terme un potentiel important de décarbonation, l'énergie étant stockée soit dans des batteries soit dans des piles à combustible (hydrogène) et approvisionnée à partir d'un réseau électrique alimenté par de la production décarbonée ; les technologies actuelles de batteries présentent l'inconvénient d'offrir une autonomie limitée, la solution pile à combustible et hydrogène présente un coût élevé du fait de l'infrastructure de distribution.

Graphique 31 : Scénarios de pénétration de l'électricité dans les véhicules particuliers



Source : Valeo

Si les technologies faisant appel à la biomasse et à l'électricité sont connues depuis longtemps et bien maîtrisées d'un point de vue scientifique et technique¹, elles ne sont pas encore compétitives vis-à-vis des filières classiques des combustibles fossiles et des motorisations à combustion interne.

(1) C'est une voiture électrique qui dépassé pour la première fois les 100 km/h en 1899. La voiture électrique n'a été supplantée par la voiture à moteur essence qu'au début du 2XX^e siècle.

Par ailleurs, la pénétration d'une innovation technologique dans le parc dépend également de la durée de renouvellement des véhicules (environ 15 ans pour les voitures particulières et 5 ans pour les poids lourds).

Pour les années à venir, le plan biocarburants français prévoit un taux d'incorporation de 10 % dès 2015¹ et le plan gouvernemental pour les véhicules électriques, très volontariste², table sur 2 millions de véhicules (électriques et hybrides rechargeables) en 2020.

4.3. Les exercices de projection de référence

➤ *Les scénarios avec mesures existantes à l'horizon 2020-2030*

Le scénario avec mesures existantes de l'étude DGEC-CGDD 2010³ fait les principales hypothèses suivantes :

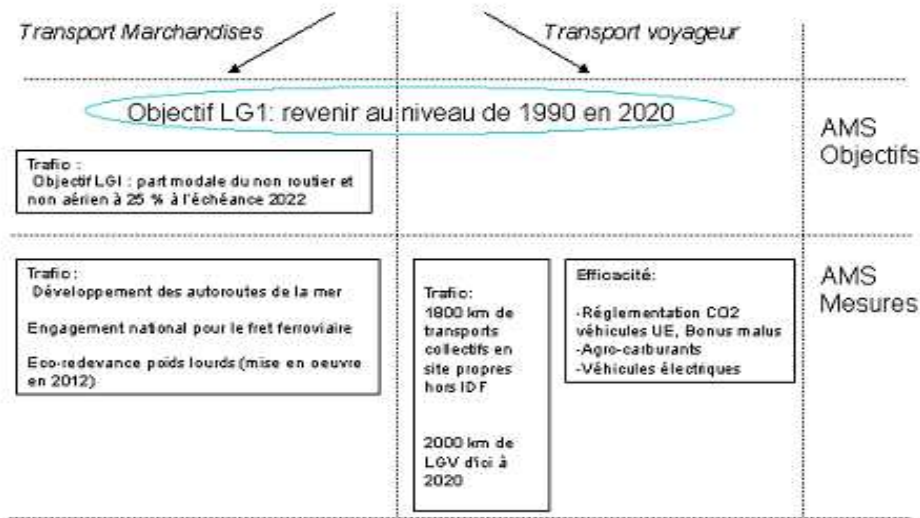
- croissance de la demande : + 1,5 %/an pour les marchandises et + 0,4 %/an pour les trafics automobiles ; ces projections intègrent le report modal associé à la mise en œuvre des mesures du Grenelle (écotaxe poids lourds, développement des infrastructures LGV et amélioration du réseau de fret ferroviaire, augmentation de la fiscalité sur les carburants), la part du non routier dans le trafic de marchandises passe ainsi de 12 % en 2010 à 21 % en 2030 ;
- évolutions technologiques :
 - intégration de 10 % de biocarburant en 2020 et 2030 ;
 - amélioration des performances des véhicules classiques : 130 gCO₂/km en 2010, 103 en 2020 et 102 en 2020 en moyenne pour les véhicules neufs ;
 - part des véhicules électriques et hybrides rechargeables (à parts égales) dans les immatriculations neuves : 7 % en 2015, 20 % en 2020 et 50 % en 2030.

(1) Le plan est assorti d'incitations fiscales fortes qui s'apparentent à une quasi-obligation.

(2) Dans un premier temps, ces véhicules électriques devraient se développer pour des usages spécifiques : flottes d'entreprises, autopartage, taxis, etc. Pour une diffusion en masse, il faudrait que leur coût et leur performance s'améliorent encore.

(3) Il s'agit de l'étude DGEC-CGDD 2011 sur les Scénarii 2030 Énergie, Climat, Air.

Graphique 32 : Transports, tableau de correspondance entre mesures et scénarios



Source : DGEC

Dans ces conditions, la trajectoire d'émission de GES du secteur est présentée dans le tableau 19 :

Tableau 19 : Trajectoire d'émissions de GES du secteur (en MtCO₂)

	1990	2000	2010	2020	2030
Scénario avec mesures	120	141	133	124	113
Évolution/1990		17%	11 %	3 %	- 6 %

Source : DGEC

Un certain nombre d'hypothèses de ce scénario apparaissent quelque peu critiquables : la pénétration des véhicules électriques à l'horizon 2020-2030 ne reflète pas le manque de maturité de cette technologie, que ce soit sur le plan technique ou sur le plan économique ; à l'inverse, le développement limité de biocarburant à 2030 revient à supposer que la 2^e génération n'est toujours pas compétitive à cette date.

Comme dans le secteur du bâtiment, une modélisation simplifiée montre que les potentiels de réduction des émissions associés à ces différentes hypothèses (véhicules électriques vs. biocarburants par exemple) pouvaient se compenser à l'horizon 2020 et que les résultats du scénario « avec mesures » pouvaient tout à fait servir de référence aux scénarios du Comité.

Les scénarios « facteur 4 » à l'horizon 2050

Compte tenu du poids prépondérant de la route dans les émissions du transport, les scénarios facteur 4¹ jouent en général sur ces deux leviers : l'évolution de la demande

(1) On peut citer par exemple le scénario de l'association Negawatt publié en octobre 2011, l'étude PREDIT de 2008 réalisée par LET-ENERDAT – De la modélisation à la prospective : rupture et transition dans les scénarios de mobilité durable à l'horizon 2050, le rapport du CGPC de 2006 – Une prospective 2050 pour les transports, ou encore le travail d'Axenne, TML, Ecofys de 2007 – Scénarios de forte réduction des émissions de GES à l'horizon 2050.

de transport, en particulier routier, et la pénétration de technologies décarbonées dans les véhicules. Ils se différencient par l'effort qu'ils font porter à l'un ou l'autre de ces deux leviers.

Certains privilégient une réorganisation assez forte de la mobilité, de l'organisation urbaine et des changements de comportement pour éviter de faire reposer leur scénario sur des changements technologiques hypothétiques ; d'autres, au contraire font reposer l'essentiel des évolutions sur la technologie, sans imposer de rupture en termes de mobilité. Dans tous les cas, l'atteinte du facteur 4 apparaît comme difficile dans ce secteur.

Le scénario Negawatt fait porter par exemple une part importante de la réduction des émissions sur la baisse de la demande. Il suppose par exemple que la densification urbaine, le recours au télétravail et le développement du commerce en ligne peuvent permettre d'abaisser de 25 % les kilomètres parcourus par une personne en une année. Dans le même temps, la part de la voiture passerait de 63 % à 42 % du nombre total de kilomètres-passagers. L'étude LET-ENERDATA montre que si la demande n'est pas sensiblement infléchie, atteindre des réductions sensibles nécessite une forte pénétration des technologies nouvelles : 35 % de biocarburants et une très large pénétration de l'électrification (30 % de véhicules électriques purs et 70 % de véhicules fonctionnant à l'hydrogène).

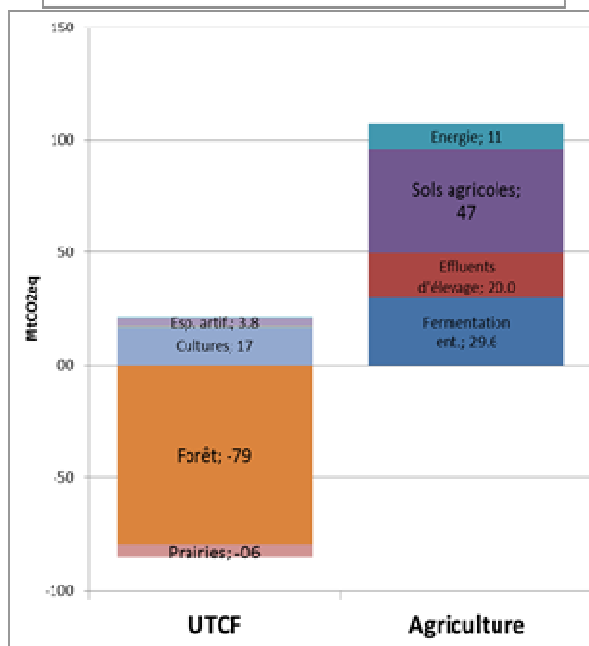
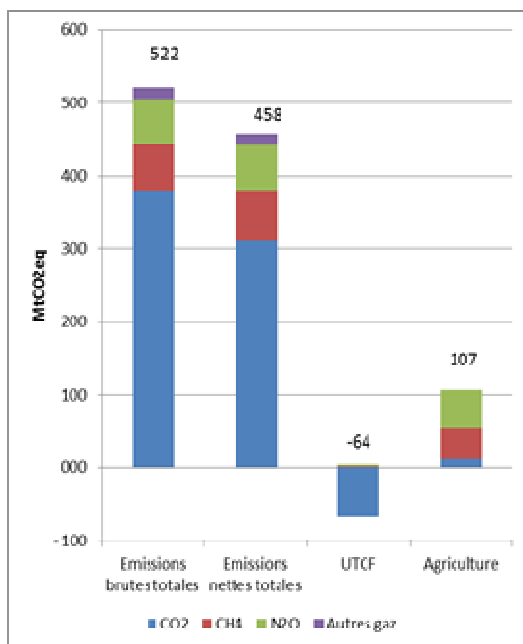
5. Agriculture : intensive et écologique

5.1. Les émissions de GES du secteur sur la période 1990-2009

En France, les émissions agricoles représentent une part importante des émissions hors-ETS. En 2009, le secteur agricole représente 21 % du total des émissions de gaz à effet de serre (GES) de la France (sans prendre en compte les émissions provenant des forêts ou du changement d'affectation des sols – UTCF), soit environ 107 MtCO₂eq (périmètre Kyoto, format plan climat) et le second secteur contributeur à l'inventaire derrière le transport. Ce secteur a la particularité d'être également un « puits » de carbone par le biais de la séquestration du carbone dans les forêts : le puits actuel est évalué à 64 MtCO₂¹ et permet d'absorber près de 13 % des émissions brutes de GES de la France (*voir graphique 33*).

(1) Source : Inventaire de la France, format Plan climat périmètre Kyoto, CITEPA, avril 2011.

Graphique 33 : Source et puits de GES d'origine agricole en 2009



Source : de Cara, d'après CITEPA (2011)

Les cultures représentent plus de la moitié des émissions agricoles totales et l'élevage contribue à hauteur de 46 % (voir tableau 20). La fermentation entérique représente 54 % des émissions françaises de méthane et 28 % des émissions de GES d'origine agricole comptabilisées en CO₂eq par le CITEPA en 2009. La contribution des effluents d'élevage aux émissions est importante (19 % des émissions de l'agriculture française en 2009).

Tableau 20 : Décomposition des émissions de l'agriculture en 2009, par activité et gaz

KteqCO ₂	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Gaz fluorés
Consommation d'énergie	10 750	16	78	
Sols agricoles			46 400	
Fermentation entérique		29 484	0	
Déjections animales		13 804	5 995	
Cultures du riz		110	0	
Total	10 750	43 414	52 473	115

Source : CITEPA 2011

En 2009, le secteur agricole représente 79 % des émissions totales de méthane (CH₄), 84 % des émissions totales de protoxyde d'azote (N₂O) et 3 % des émissions totales de dioxyde de carbone (CO₂). Entre 1990 et 2009, on observe que les émissions agricoles ont baissé de plus de 11 %. Plus précisément, les émissions de CH₄ de l'agriculture n'ont que très légèrement régressé suite à une diminution du cheptel (environ 2,5 MtCO₂). En ce qui concerne le N₂O, une utilisation maîtrisée des engrais azotés a permis de réduire les émissions de N₂O d'un peu plus de 10 MtCO₂eq. Les émissions liées aux consommations énergétiques et aux déjections animales ont été relativement stables entre 1990 et 2009. On observe ainsi une forte baisse des émissions liées aux sols agricoles (- 17 % entre 1990 et 2009) et une baisse légère des émissions liées à la fermentation entérique (- 8 % entre 1990 et 2009).

L'agriculture peut également constituer un puits. En effet, les sols agricoles ont la capacité de séquestrer du carbone, tout comme la forêt (voir section 6). Le stock naturel en France est estimé à 3 milliards de tonnes (Mdt) de carbone (C), soit 11 MdtCO₂. Il est cependant difficile d'établir une mesure générale du stock de carbone dans les sols agricoles car cette mesure dépend du sol et de l'usage qui en est fait. Dans les 30 premiers centimètres du sol, il y a autant de CO₂ que dans l'atmosphère. Le carbone dans les sols est donc un enjeu partout, et pas seulement dans certaines zones du monde (*i.e.* forêt tropicale).

En termes d'usage, on constate qu'en moyenne les prairies stockent plus de carbone que les sols forestiers¹ (voir tableau 21). Les quantités de carbone stockées à l'hectare sont très variables selon les écosystèmes. Les terres agricoles (cultures annuelles, cultures pérennes) stockent moins de carbone que les prairies, savanes ou forêts. De même, les pratiques agricoles et sylvicoles influencent l'accumulation de matières organiques dans les sols et donc le stockage du carbone à plus ou moins long terme. Ainsi, la conversion d'écosystèmes naturels (prairies, forêts...) déstocke massivement le carbone contenu dans les sols et dans la végétation et représente environ 17 % des émissions mondiales de GES. Les causes sont multiples : agriculture, utilisation du

(1) Si on prend en compte la biomasse aérienne, les prairies stockent en fait moins de carbone que les forêts.

bois pour l'énergie, exploitation du bois, urbanisation, développement d'infrastructures de transports... Plus précisément, les besoins alimentaires mondiaux augmentent et l'agriculture se développe et occupe de plus en plus d'espace, entraînant un changement d'affectation des sols important. À l'inverse, la conversion de terres cultivées en forêts ou en prairies, comme c'est le cas tendanciellement en Europe aujourd'hui, permet de stocker du carbone à la fois dans les végétaux et dans les sols.

Tableau 21 : Mesures des stocks selon l'usage des terres

Occupation du sol	Stocks de carbone organique (t/ha) dans les 30 premiers centimètres du sol		
	1 ^{er} quartile	Moyenne	3 ^e quartile
Cultures en terres arables	38,7	51,2	59,3
Prairies permanentes	56,5	81,2	99,2
Forêts	53,0	77,8	97,9
Vergers et cultures pérennes	34,7	47,3	55,9
Vignes	24,0	34,4	47,2
Autres	22,8	24,2	25,9

Source : A. Bispo

Même si la dynamique de stockage de carbone dans les sols est temporaire (elle tend vers un stock d'équilibre), elle permet de réduire de manière significative les émissions de CO₂. La dynamique entre stockage et déstockage de carbone par les sols est fondamentale. Or, le déstockage du carbone est plus rapide que son stockage et il faut donc éviter que les sols riches en carbone ne le relâchent dans l'atmosphère à cause de mauvaises pratiques ou de changements d'affectation des sols. Cependant, la tendance mondiale cache d'importantes disparités régionales : on observe dans les pays industrialisés une réduction significative des superficies cultivées et une croissance des couverts forestiers, contrairement à ce qui se passe dans les pays en développement.

On observe une tendance au déstockage dans les sols agricoles avec une perte de 6 MtC/an (soit environ 22 MtCO₂/an) alors que le stock croît dans les sols forestiers (+ 0,7 MtC/an soit 2,56 MtCO₂/an) et que l'on estime le potentiel de stockage national entre 1 à 3 MtC/an (INRA, 2002)¹. Le bilan global est donc négatif, avec un déstockage de 53 MtC sur 10 ans (soit - 1,7 %). L'artificialisation des sols (principalement due à une extension urbaine) est une des causes de ce déstockage important et aurait contribué à une perte équivalente à 2 Mha (pour une surface agricole utile totale de 30 Mha).

Agir sur les stocks de carbone est rendu d'autant plus difficile que la mesure du stock de carbone dans les sols agricoles est complexe. Il est en effet très difficile d'estimer avec précision le niveau de séquestration de carbone dans les sols car cette mesure est liée à (i) des facteurs qui affectent le stockage de carbone dans les sols (le climat (température) ; l'usage des sols ; les pratiques agricoles) ; (ii) des phénomènes biologiques complexes et interconnectés ; (iii) des phénomènes lents et asymétriques (e.g. le stockage est plus lent que le déstockage et il n'est pas infini) ; (iv) des

(1) D. Arrouays et al. (2002), « Stocker du carbone dans les sols agricoles en France ? », Synthèse du rapport d'expertise réalisé par l'INRA à la demande du Ministère de l'écologie et du développement durable.

incertitudes sur les facteurs d'émissions. On aurait donc un bilan global brut alors qu'un bilan global net serait préférable.

Dans cette perspective, un projet « Équipements d'excellence » (EQUIPEX) porté par l'INRA, le CEA et le CNRS vise à développer un équipement de surveillance des émissions nationales de GES. Cela devrait permettre notamment de développer la capacité de mesure et de modélisation, en résolution et en précision avec la mise en place de nouveaux capteurs et systèmes de mesure, l'assimilation de données sur les stocks de carbone et sur les surfaces continentales concernées ainsi que le développement de modèles atmosphériques, de végétation et sectoriels assimilant ces données. Ce programme pourrait donc permettre d'aboutir d'ici quelques années à une méthode plus fiable d'inventaire des GES atmosphériques, permettant en particulier une meilleure comptabilisation des stocks de carbone contenu dans les sols agricoles et forestiers.

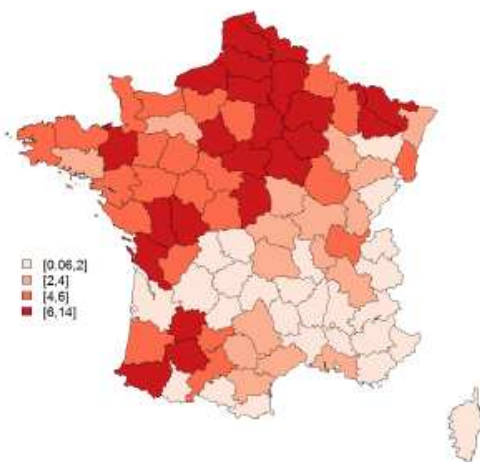
Les travaux récents de Chakir, de Cara et Vermont (2011)¹ permettent une représentation spatiale des émissions de GES d'origine agricole et forestières (*voir graphique 34*). Les émissions de N₂O sont concentrées dans les zones de grandes cultures (quart nord-ouest de la France) alors que celles de CH₄ sont concentrées dans les grandes zones d'élevage (ouest et centre de la France). Le quart sud-est du pays se caractérise par un fort stockage du carbone (forêts) alors que le nord-ouest est plutôt en phase de déstockage. Au total, dans une grande moitié nord et ouest de la France, les sources d'émissions dominent, alors que dans la moitié sud-est, ce sont les puits de carbone qui dominent.

Cette analyse souligne l'importance de l'aspect spatial de l'étude des émissions de GES, en particulier celles provenant du secteur agricole. Cela suggère également que cette dimension doit être correctement prise en compte lors de la définition de politiques climatiques efficaces et pertinentes.

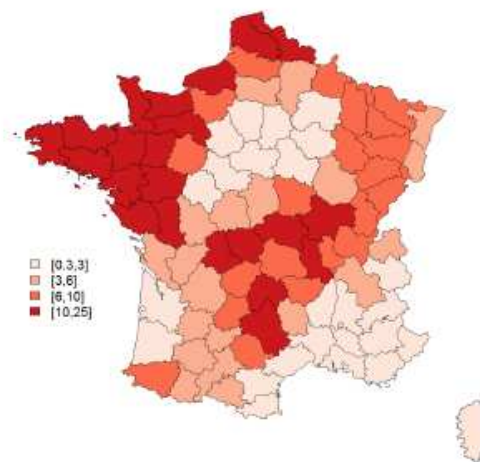
(1) R. Chakir, S. de Cara et B. Vermont (2011), « Émissions de gaz à effet de serre dues à l'agriculture et aux usages des sols en France : une analyse spatiale », à paraître dans la revue *Économie et Statistique*.

Graphiques 34 : Émissions agricoles et forestières nettes par catégorie (cumul 1993-2003, en tCO₂/ha)

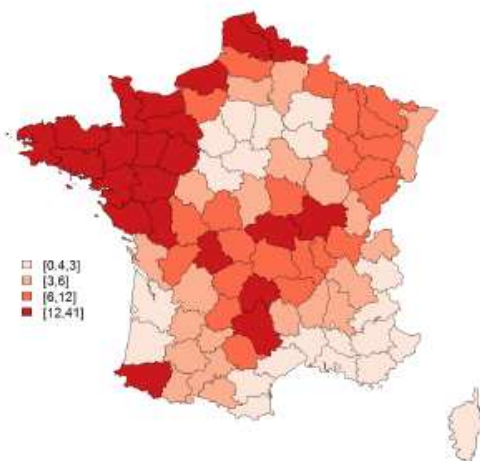
(a) Emissions dues aux engrais synthétiques



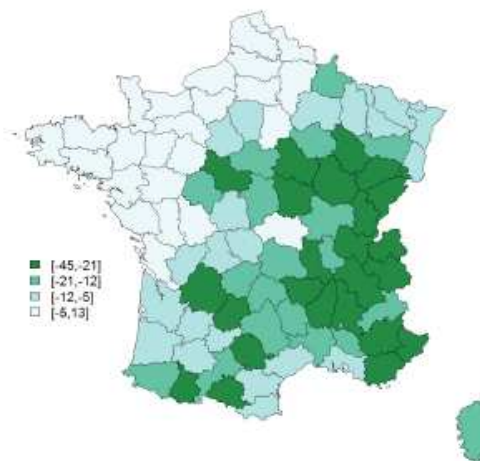
(b) Emissions dues à la fermentation entérique



(c) Emissions dues aux effluents d'élevage



(d) Emissions nettes liées à l'UTCF



Source : Chakir, de Cara et Vermont (2011)

5.2. Les principaux déterminants des émissions du secteur

Les principaux paramètres influençant les émissions de GES sont la **composition des cheptels** (plus précisément le nombre d'animaux dans le cheptel de ruminants), le **recours à la fertilisation azotée minérale**, et les **pratiques agricoles**. Cependant, le secteur agricole est marqué par une très grande hétérogénéité des émissions en fonction des exploitations, selon leur orientation (élevage, grandes cultures, fruits et légumes, *etc.*), mais aussi selon la nature des sols, du climat et des itinéraires techniques. Les paramètres clés sont non seulement multiples mais également liés, ce qui rend l'exercice de prospective d'autant plus complexe. De fait, les incertitudes associées à l'évaluation des émissions totales de ce secteur sont importantes. Les caractéristiques physiques de ces émissions diffuses, liées en partie aux pratiques

individuelles des agriculteurs et à des processus biologiques, ne facilitent pas en effet leur mesure et leur contrôle.

Les émissions sont difficiles à mesurer avec précision car elles dépendent de plusieurs paramètres eux-mêmes difficilement observables, *e.g.* type de sol, type de couvert végétal, conditions climatiques locales, teneur en eau des sols, *etc.* En ce qui concerne l'élevage, les émissions vont dépendre de la composition du cheptel (plus précisément du nombre d'animaux dans le cheptel de ruminants) et de la ration alimentaire (fermentation entérique, émissions de CH₄ et de N₂O des effluents) mais également du mode de gestion des déjections animales.

Il existe de nombreux leviers d'atténuation pour limiter les émissions de GES. En cela, **les pratiques agricoles jouent un rôle essentiel** dans les consommations d'intrants et les émissions de GES. L'analyse des gisements à prioriser pour réduire les émissions de N₂O met l'accent sur la nécessité d'optimiser le recours à la fertilisation azotée (potentiel d'atténuation compris entre 30 et 160 kgCO₂/ha¹ ; le passage d'un mode de fertilisation à l'autre (engrais azotés minéraux vers engrais azotés organiques) peut permettre d'éviter jusqu'à 1 t CO₂/ha) et l'introduction de légumineuses dans les rotations (potentiel moyen d'atténuation de 1 t CO₂/ha)².

Il existe également un certain potentiel technique de réduction des émissions de l'élevage mais il est relativement limité (compris entre 5 et 15 %). Par exemple, pour réduire les émissions de CH₄ liées à la fermentation entérique, des expérimentations suggèrent qu'une modification de l'alimentation des ruminants caractérisée par des composants végétaux spécifiques (*e.g.* composants riches en acide alpha linoléique, comme par exemple les graines de lin et les fourrages verts) peut réduire les émissions de CH₄ d'origine digestive. Une diminution de l'apport azoté dans les rations des vaches laitières peut également avoir un impact sur les émissions de N₂O de ses effluents.

Des leviers peuvent être actionnés pour préserver et accroître le stock de carbone séquestré dans les sols agricoles. Les techniques de séquestration sont bien connues : reboisement, conversion des cultures en prairies, agroforesterie, plantation de haies, pratique du non-labour et du semis direct, *mulching*³, rotation intégrant des prairies temporaires... Mais ces pratiques ne sont pas toutes applicables et généralisables partout. De plus, le résultat n'est pas visible immédiatement mais parfois seulement plusieurs années après.

Le potentiel de réduction des émissions du secteur est donc probablement relativement important, à un coût raisonnable. Mais la diversité des conditions de production conduit à une forte hétérogénéité dans les coûts marginaux d'abattement entre pays et entre exploitations.

(1) Tout en sachant néanmoins que le niveau de fertilisation a déjà fortement baissé et que l'on est proche de l'optimum de production : avec 20 % d'azote en moins par rapport à 1990, la France a produit 30 % de céréales et de colza en plus.

(2) D'après la présentation d'In Vivo au Comité.

(3) Cette méthode consiste à étaler sur le sol au pied du végétal un matériau (*e.g.* des feuilles, de la toile tissée) permettant de limiter la levée des mauvaises herbes.

Parmi les travaux de recherche récents, au Royaume-Uni, un rapport commandité par le Comité sur le changement climatique¹ sur les courbes de coût marginal de réduction des émissions britanniques de l'agriculture, du changement d'utilisation des terres et de la forêt conclut sur un potentiel de réduction des émissions de GES du secteur agricole britannique réalisable de 7,85 MtCO₂eq (pour un prix de la tonne de CO₂ inférieur à 100£) ce qui représente 17,3 % des émissions agricoles britanniques en 2005². En France, des travaux de l'INRA³ suggèrent que le potentiel de réduction du secteur agricole de l'Union européenne à 15 pourrait être de 9,1 % pour un prix du CO₂ à 60 €/tCO₂eq et de 21,2 % avec un prix du CO₂ à 200 € la tonne⁴.

Une analyse des coûts d'abattement du secteur réalisée par de Caraet *al.* (2011)⁵ montre qu'il est compétitif par rapport aux autres, et qu'il est possible de réduire les émissions de 10 % pour un coût compris entre 32 € et 42 €/tCO₂. Le recours à un instrument économique (*e.g.* taxe ou permis d'émissions) permettrait d'économiser en termes de coûts totaux (*i.e.* y compris les coûts d'abattement directs) jusqu'à 752 M€ par rapport à un autre type d'outil.

Les coûts de séquestration seraient compétitifs par rapport aux autres secteurs et relativement faciles à mettre en place (voir étude Climsoil, 2008⁶). Mais il existe des barrières à la séquestration de carbone dans les sols, surtout économiques : les équipements sont coûteux ; cette pratique génère moins de rendement donc une baisse des revenus ; elle résulte en une immobilisation des terres sur une longue période, ce qui peut paraître inefficace économiquement. En outre, il n'y a pas à l'heure actuelle de marché pour ces projets, autour desquels beaucoup d'incertitudes subsistent. Ces conditions ne sont donc pas favorables à la séquestration du carbone dans les sols agricoles.

De même, on est confronté à un problème de mesure des flux dans l'inventaire national du fait de la complexité de la mesure du stock (*voir supra*) : la séquestration du carbone dans les sols n'est pas prise en compte dans l'inventaire (sauf dans le cas des changements d'usages), ce qui est donc peu incitatif. On a donc besoin de méthodologies de comptabilisation, de mesure plus raffinées et, par conséquent, d'une réelle structure de MRV⁷ qui soit robuste et prenne en compte les changements d'usages des sols et des pratiques. Le projet EQUIPEX cité plus haut pourrait

(1) Organisme indépendant établi par le gouvernement britannique pour conseiller le gouvernement du Royaume-Uni sur l'établissement des budgets de carbone, et de faire rapport au Parlement sur les progrès réalisés dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre, www.theccc.org.uk/pdfs/SAC-CCC;%20UK%20MACC%20for%20ALULUCF;%20Final%20Report%202008-11.pdf.

(2) L'étude expose les différentes options de réduction des émissions avec leur niveau de faisabilité, leur coût et leur efficacité, comme par exemple, l'introduction de légumineuses, le non-labour.

(3) De Cara, Houzé, Jayet (2005), Methane and Nitrous Oxide Emissions from Agriculture in the EU: A Spatial Assessment of Sources and Abatement Costs ; www.centre-cired.fr/IMG/pdf/De_Cara_Slides_2008.pdf.

(4) Dans ces travaux, les abattements découlent des changements dans l'allocation des surfaces, l'alimentation animale et les effectifs animaux. On n'assiste pas à d'adoption d'itinéraires techniques alternatifs. Aucune technologie dépolluante n'est également utilisée.

(5) S. de Cara et P.-A. Jayet (2011), « Marginal abatement costs of greenhouse gas emissions from European agriculture, cost effectiveness and the EU non-ETS burden sharing agreement », *Ecological economics*, vol. 70, p. 1680-1690.

(6) Voir http://ec.europa.eu/environment/soil/review_en.htm.

(7) Système de mesure, observance et vérification des émissions.

également permettre une comptabilisation du stock de carbone contenue dans les sols agricoles plus appropriée et prenant en compte les changements de pratiques.

5.3. Les exercices de projection de référence

De multiples facteurs vont conditionner l'évolution des émissions de GES de l'agriculture d'ici 2050 : prix du pétrole, demande alimentaire, demande en énergie (logements, transports), prix de la tonne de CO₂, effet du changement climatique sur la production agricole... La définition de scénarios tendanciels à horizon 2050 n'est donc pas aisée. Des exercices récents de projection nous offrent cependant des éléments pour fonder des scénarios de réduction des émissions de GES envisageables à 2050 et les trajectoires d'émissions qui y seraient associées.

Le CO₂ représentant une part marginale des émissions de GES de l'agriculture, les études de projection reportées ici portent principalement sur les émissions de CH₄ et de N₂O.

Les scénarios avec mesures existantes à l'horizon 2020-2030

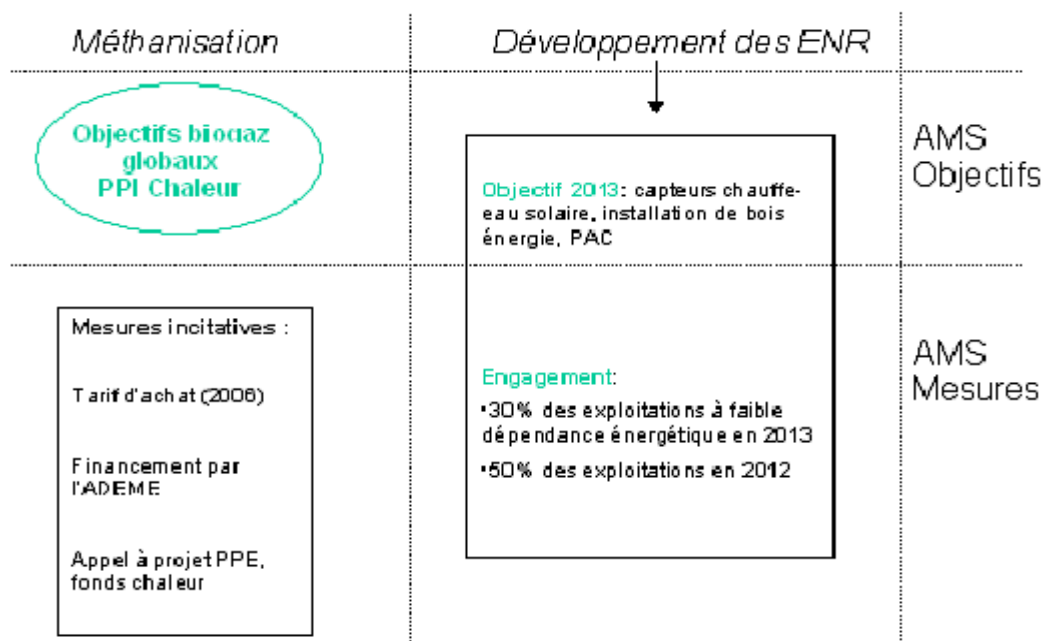
Des prévisions ont été réalisées par le CITEPA dans le cadre de l'exercice mené par le MEDDTL début 2011. Les scénarios de prospective utilisés sont fondés sur les travaux de l'INRA (2008), et plus particulièrement sur leur scénario « Bioénergie », complété par des hypothèses sur la méthanisation. Deux des scénarios sont reproduits ici : le premier considère les mesures du Grenelle (AMS-M) et le deuxième, plus volontariste, comprend des mesures supplémentaires objectif Grenelle (AMS-O).

Les hypothèses du scénario AMS-M sont les suivantes :

- les facteurs d'émissions pour le CH₄ et le N₂O sont issus des bonnes pratiques du GIEC et sont supposés invariants à l'horizon 2030 excepté pour les vaches laitières dont le facteur d'émission est corrélé avec le rendement laitier qui croît sur la période de projection. En 2009 et 2010, le facteur d'émission pour les vaches laitières est de 117 kgCH₄/tête ; en 2015, le facteur d'émissions passé à 119 ; de 2020 à 2030, on suppose un facteur d'émissions de 120 kgCH₄/tête ;
- les modes de gestion des déjections sont fondés sur la répartition observée en 1994 qui est conservée jusqu'en 2030 tout en prenant en compte la réduction des émissions de CH₄ due aux 13 unités de méthanisation existantes ;
- on prévoit la construction de 20 unités de méthanisation supplémentaires par an entre 2009 et 2030 (soit un total de 433 unités de méthanisation en 2030 correspondant à une réduction d'environ 411 ktCO₂eq).

Le scénario AMS-O se démarque du scénario AMS-M sur le nombre d'unités de méthanisation construites chaque année, et prévoit la création de 40 unités de méthanisation supplémentaires par an entre 2009 et 2030 (soit 853 unités de méthanisation en 2030 correspondant à une réduction d'environ 810 ktCO₂eq).

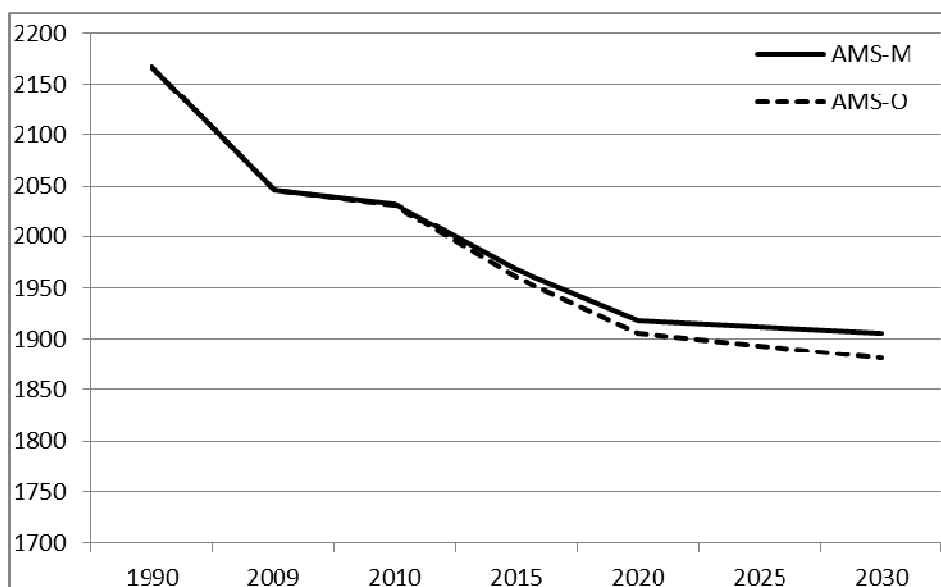
Graphique 35 : Correspondance entre mesures et scénarios pour le volet énergétique



Source : DGEC

Les projections obtenues à partir de ces deux scénarios sont représentées dans le graphique 36. On constate que les deux scénarios anticipent une baisse des émissions d'origine agricole à horizon 2030 (- 14 % et 15 % par rapport à 1990, respectivement).

Graphique 36 : Projections des émissions agricoles à horizon 2030 (ktCO₂eq)



Source : CITEPA

On peut affiner cette analyse en regardant la trajectoire d'émissions anticipées par types de gaz. On constate peu de différence entre les deux scénarios considérés sur

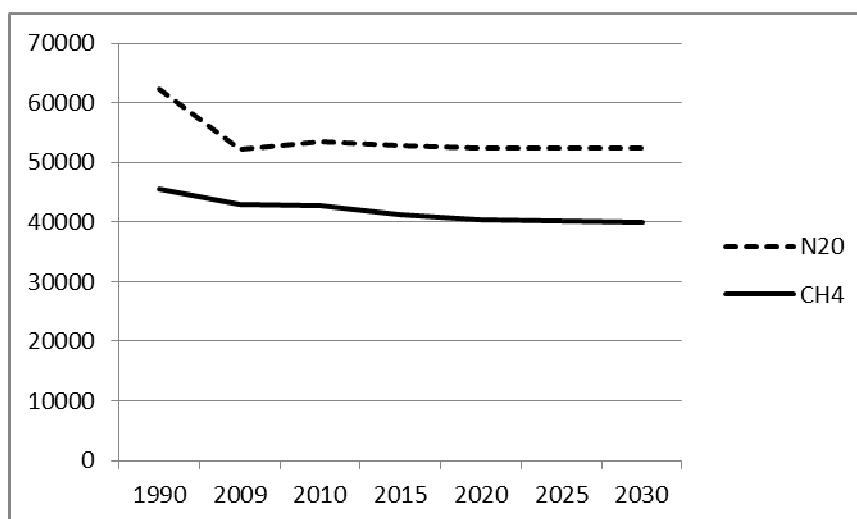
les quantités émises de CH₄ et de N₂O qui baissent sensiblement par rapport à 1990 (– 16 % pour le N₂O et – 13 % pour le CH₄) (voir tableau 22 et graphique 37).

Tableau 22 : Projections des émissions de N₂O et CH₄ selon les deux scénarios de la DGEC (MtCO₂eq)

	AMS-M		AMS-O	
	CH ₄	N ₂ O	CH ₄	N ₂ O
1990	45 518	62 368	45 518	62 368
2009	42 984	52 108	42 984	52 108
2010	42 696	53 562	42 671	53 562
2015	41 327	52 786	41 177	52 786
2020	40 285	52 406	40 011	52 406
2025	40 160	52 411	39 762	52 411
2030	40 036	52 415	39 514	52 415

Source : DGEC

Graphique 37 : Projection des émissions de CH₄ et N₂O à horizon 2030 selon le scénario AMS-M (MtCO₂eq)



Source : DGEC

Le graphique 37 suggère que les réductions « faisables » ont été, en grande partie, réalisées dans la période allant de 1990 à aujourd'hui (N₂O dans la chimie, CH₄ dans l'énergie). Dans l'agriculture, la baisse des engrais azotés est liée aux rendements. Le CH₄ émis par fermentation entérique semble incompressible. Ainsi pour le CH₄, l'asymptote du niveau d'émissions, qui semble ne pas dépendre du scénario et qui paraît infranchissable **dans l'état actuel des technologies**, semble être de 1,9 Mt, soit 40 MtCO₂eq. Pour le N₂O, ce niveau serait d'environ 52 MtCO₂eq. Des efforts de réduction plus ambitieux nécessiteront donc des changements des technologies et pratiques agricoles.

Les autres scénarios

L'IIASA (2010)¹ propose une évaluation des potentiels de réduction des gaz du « panier de Kyoto » hors CO₂. L'étude s'appuie pour cela sur un scénario de référence qui inclut différentes législations européennes : les directives sur les déchets et leur traitement (1999/31/EC, 2006/12/EC et 2008/98/EC), les directives sur les nitrates (1991/676/EEC), et la réforme de la politique agricole commune (2006/144/EC), les directive transport (2006/40/EC) et biocarburants (2009/28/EC). Cette étude prend en compte la poursuite du marché de quotas d'émissions européen (ETS).

Cette étude présente des résultats pour le secteur agricole français : le scénario de référence prévoit une diminution des émissions de 8 % en 2020 par rapport à 2005 dans le secteur non-ETS. Au-delà de l'impact des réglementations européennes, la mise en œuvre d'un prix de la tonne de carbone équivalente inciterait les agents à réduire encore leurs émissions : la plupart des efforts se feraient dans le secteur agricole (diminution de l'utilisation d'engrais). Avec un prix entre 20 et 30 €/tCO₂eq, les gaz hors CO₂ diminueraient de 14 à 15 % en 2020 par rapport à 2005, la plupart des réductions étant réalisées pour un prix inférieur à 10 €/tCO₂eq.

L'INRA (2008)² a également effectué des projections des émissions agricoles. Le scénario central retenu (maintien de la croissance, dispositions de politique agricole en place et satisfaction des objectifs européens en matière de biocarburants) implique la poursuite de la diminution des émissions jusqu'en 2020, mais à un rythme néanmoins plus faible que celui observé durant la période 1990-2005. Les émissions d'origine agricole s'établissent ainsi à 92,5 MtCO₂eq et 90,7 MtCO₂eq en 2010 et 2020 respectivement, soit une baisse de 5,4 % en 2020 par rapport à 2005.

Dans les deux scénarios qui encadrent le scénario central, les émissions agricoles décroissent également jusqu'en 2020, dans des proportions toutefois assez différentes. La diminution serait plus importante dans la variante 1 (- 12,3 % en 15 ans) sous l'effet d'une diminution de l'activité agricole elle-même induite par le ralentissement de la croissance économique, l'ouverture accrue du marché communautaire et des prix agricoles à la baisse dans les États membres de l'Union européenne (relativement au scénario central). Par contraste, la réduction des émissions de GES d'origine agricole serait plus faible dans la variante 2 (- 3,4 % sur la période 2005-2020) sous l'effet de l'expansion des terres cultivées (*e.g.* suppression de la jachère) et des effectifs de vaches laitières (*e.g.* abolition des quotas laitiers), et ce en dépit de la baisse du nombre de bovins viande (*e.g.* concurrence des importations dans le cadre d'accords bilatéraux avec l'Amérique du Sud).

Plus récemment, l'association SOLAGRO a présenté un exercice prospectif d'évaluation de l'utilisation des terres à l'horizon 2050 (scénario AFTERRRES 2050). Les projections issues de scénarios agricoles normatifs (*i.e.* purement techniques, sans prise en compte des contraintes et rétroactivités économiques) montrent que :

(1) IIASA (2010), « *Potentials and costs for mitigation of non-CO₂ greenhouse gas emissions in the European Union until 2030* », Rapport pour la Commission européenne, DG Climat.

(2) INRA (2008), « Projections d'émissions/absorptions de gaz à effet de serre dans les secteurs forêt et agriculture aux horizons 2010 et 2020 » ; Rapport pour le Ministère français en charge de l'agriculture coordonné par Stéphane De Cara et Alban Thomas.
www.grignon.inra.fr/economie-publique/publi/GES_MAP.pdf

- sans politique climatique, sur la base d'une évolution tendancielle des émissions, on réduira les émissions agricoles d'environ 10 % sur 2010-2050, soit un niveau de réduction entre 1990 et 2050 de l'ordre de 20 % ;
- avec une politique climatique résultant des évolutions fortes des pratiques mais sans ruptures sociétales, on peut réduire au mieux les émissions agricoles de 50 % (facteur 2) ;
- le facteur 4 semble inatteignable car il ne serait réalisable qu'au prix de ruptures sociétales et culturelles très fortes.

Ces scénarios reposent a) sur une modification des systèmes de culture ; b) sur une modification des régimes alimentaires des hommes ; et c) sur des usages spécifiques des terres. Il s'agit en effet des principaux leviers d'action à horizon 2050 pour réduire les émissions agricoles. Les scénarios Afterres supposent également une baisse de la production alimentaire liée à la modification des régimes, baisse qui n'est pas compensée par des exportations. Pour ce qui est de l'élevage, ces scénarios supposent que la méthanisation jouera un rôle clé en 2050. Il serait donc nécessaire de développer davantage cette technologie. Mais la méthanisation ne pourra à elle seule réduire significativement les émissions de GES d'origine agricole. Le scénario Afterres 2050 est également centré sur une évolution importante du régime alimentaire de l'homme proposant une réduction importante des consommations de glucides, lipides et protéines d'origines animales. Le régime alimentaire proposé par Afterres 2050 comprend environ moitié moins de viande que le régime moyen actuel mais également moins de produits laitiers ; ces réductions sont compensées par une hausse des consommations de fruits, légumes et céréales.

5.4. Exemples de politiques publiques à mettre en place

Les émissions du secteur agricole peuvent être diminuées non seulement par une réduction du volume des intrants, mais aussi par une optimisation de leur utilisation, à volume constant, ou par d'autres changements de pratiques. Ainsi, pour réduire leurs émissions, les exploitants agricoles ont par exemple la possibilité d'introduire des légumineuses permettant de réduire l'apport en engrais azotés car les légumineuses fixent l'azote dans le sol. D'autres options dans le secteur végétal consistent à optimiser les doses épandues et le calendrier d'épandage des engrais minéraux ou du lisier, ou à réduire le travail au sol (non-labour) pour en accroître la teneur en carbone. Dans le secteur des productions animales, il est possible d'augmenter les aliments concentrés dans les rations, d'améliorer l'efficacité de la production (*e.g.* génétique, gestion du troupeau), d'accroître le stockage de carbone dans les pâturages, ou bien d'améliorer la gestion des effluents (*e.g.* stockage, installation de digesteur anaérobie¹) sur l'exploitation.

Il est également possible de mettre en place des instruments économiques afin d'inciter un changement des comportements de consommation et de production des agriculteurs. Plusieurs exemples ont été considérés dans la littérature, *e.g.* la création d'un marché d'échange de permis d'émissions ; la mise en place d'un

(1) Un digesteur anaérobie est constitué d'un conteneur chauffé et étanche pour extraire des biogaz de la décomposition de la matière organique. Ces biogaz, qui contiennent environ 60 % de méthane, servent en général à produire de l'énergie. Le digesteur produit également un digestat pouvant être épandu comme fertilisant.

système d'échange des droits d'épandage des effluents d'élevage ; la création d'une taxe sur les émissions de GES (CH₄, N₂O et CO₂) du secteur agricole.

La recherche a un rôle clé à jouer pour permettre de réduire davantage les émissions agricoles. De nombreuses études sont en cours et permettront de mieux évaluer le potentiel d'atténuation à 2050, notamment en ce qui concerne la réduction des émissions de CH₄ liées à l'élevage (*e.g.* modification de la ration alimentaire du cheptel ; usage de biotechnologies et additifs ; recours à la génétique). Une évaluation des effets à long terme et du potentiel d'abattement réel de ces leviers paraît nécessaire. La recherche devrait également éclairer sur les priorités d'usage des terres à faire en 2050.

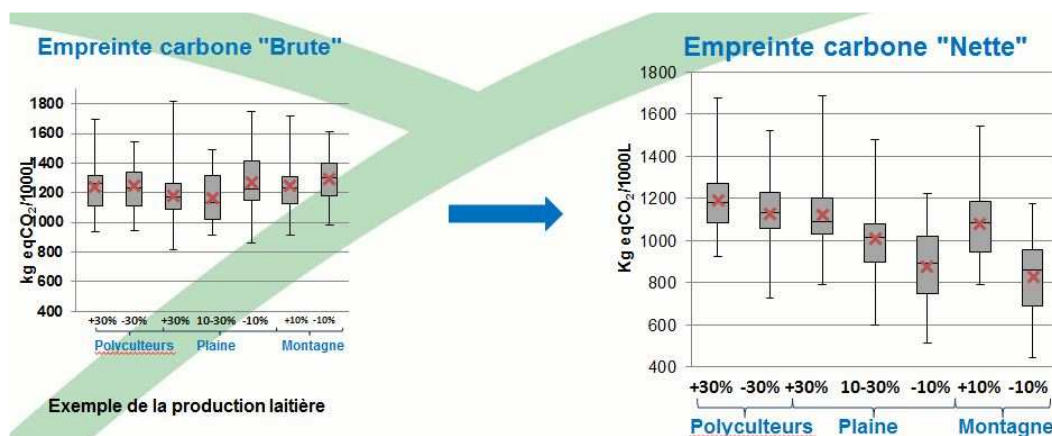
Il existe de nombreuses barrières économiques et sociales à l'adoption de certaines pratiques qu'il faudra lever ou atténuer. On notera principalement l'absence de moyens pour valoriser les services rendus par l'agriculture. En effet, le signal-prix du carbone est actuellement trop faible pour inciter les exploitations agricoles à agir de manière individuelle. Une approche agrégée est préférable. Les projets domestiques constituent en cela une opportunité de recevoir des crédits carbone en contrepartie d'actions de réduction des émissions de GES¹. De même, les méthodes agricoles ayant fait l'objet de projets MDP² portent principalement sur la méthanisation ou la bioénergie à partir de résidus de récolte, car ce sont des mesures faciles et relativement peu chères à mettre en œuvre. Cependant, les projets domestiques n'ont de sens que si la continuité de ces mécanismes est garantie après 2012. L'absence de perspectives pour le secteur est un réel problème dans ce secteur, comme pour les autres.

Un autre problème majeur à l'adoption de pratiques plus sobres en carbone dans le secteur agricole relève de la **complexité de la mesure des émissions** du fait des nombreux phénomènes biologiques et cultureux qui sont en jeu. En effet, les émissions et la séquestration du carbone dans les sols dépendent fortement des pratiques agricoles sur lesquelles on ne dispose pas d'informations détaillées. Le risque de fuites de carbone est de plus très prégnant. Or, ces aspects de mesure et vérification des émissions sont fondamentaux pour la définition de politiques climatiques efficaces, et on sait qu'en prenant en compte le stockage dans les prairies, l'empreinte CO₂ nette de l'élevage diminue de manière importante (*voir graphique 38*). Il est donc primordial d'agir à ce niveau.

(1) Plusieurs méthodologies ont été référencées et certains projets sont en cours de validation. Voir <http://developpement-durable.gouv.fr/Liste-des-methodes-referencées-et.html>.

(2) Mécanisme pour un développement propre.

Graphique 38 : Empreinte carbone brute vs. empreinte carbone nette



Source : J.-B. Dollé

Les exploitants agricoles auront besoin de formation et de conseils techniques performants pour faciliter le déploiement et la diffusion des pratiques et techniques agricoles innovantes. Une meilleure organisation des filières amont et aval autour de l'exploitation est également un levier clé pour réduire les coûts d'abattement. En cela, la structuration de la filière apparaît comme indispensable à l'atteinte des objectifs de réduction d'émissions dans le secteur. Cela passe notamment par de la sensibilisation, de la formation, de l'accompagnement, des systèmes de labellisations et de certification, et des dispositifs de contrôle plus performants qu'ils ne le sont actuellement. Les coopératives agricoles ont un rôle clé à jouer à ce niveau.

Enfin, la question de la réduction des émissions agricoles ne peut pas être traitée sans prendre en compte les actions similaires entreprises dans les secteurs de l'énergie et de l'industrie. L'agriculture peut contribuer à la réduction des émissions de ces secteurs *via* la biomasse et les biomatériaux.

5.5. Évaluation des impacts potentiels de certaines politiques publiques

La littérature économique suggère que les exploitants agricoles réagissent au signal-prix. Les études sur les effets d'une hausse du prix des engrais sur les changements de pratiques sont encore rares. Néanmoins, certaines s'intéressent aux impacts économiques d'autres types de mesures : taxation du prix des engrais, moindre utilisation d'engrais. On peut supposer que les effets induits par une hausse du prix des engrais vont dans le même sens que ceux consécutifs à la mise en place de ces mesures. Une étude de l'INRA¹ montre, par le biais d'un modèle d'équilibre général, qu'une taxation des engrais minéraux n'aurait que des effets limités sur les allocations de surfaces entre cultures et sur l'offre des différentes productions agricoles². L'effet sur les utilisations d'engrais minéraux serait plus conséquent, avec une diminution de la consommation totale des engrais minéraux de - 15 % variant

(1) A. Gohin, H. Guyomard et F. Levert (2003), « Impacts économiques d'une réduction des utilisations agricoles des engrais minéraux en France : une analyse en équilibre général », *Économie et Prévision*, n°157 2003-1.

(2) Une taxe de 20 % sur le prix de ces engrais conduirait à une réduction de la surface de blé tendre de 0,5 % et à une baisse de sa production de 4,4 %. La valeur ajoutée du secteur agricole ne diminuerait que de 1,3 %.

selon les cultures¹ essentiellement en fonction de la part des engrais minéraux dans le coût total de production des cultures. On constate donc que la baisse de volume consommé d'engrais est largement plus importante que la perte de production ; l'offre de produits agricoles est peu élastique au prix des engrais minéraux. Ainsi, une baisse de l'utilisation des engrais minéraux et par conséquent une réduction des émissions d'azote apparaissent possibles, sans affecter lourdement la production et le revenu agricoles. L'étude souligne néanmoins qu'il est nécessaire d'avoir un niveau de taxe élevé pour avoir un effet sur la demande en engrais (très faible élasticité-prix de la demande).

Le modèle MAGALI² permet également d'estimer les effets en France d'une hausse du prix des engrais minéraux, par le biais d'une augmentation du prix du pétrole³. La hausse très modérée du prix des engrais (+ 2 %) consécutive à une hausse du prix du pétrole de 10 %, entraînerait une légère réorientation des superficies au profit de la sole fourragère, d'où une légère baisse du volume de production du secteur végétal. Les consommations d'engrais se réduiraient de - 1 %.

Ces résultats se confirment à travers une étude expérimentale de l'INRA⁴ où deux systèmes de culture ont été comparés : une variété de blé productive cultivée avec un système de référence tendant à maximiser le rendement, et une variété de blé dite « rustique », c'est-à-dire multi-résistante aux maladies et à la verse⁵, cultivée avec un système à niveau d'intrants réduit.

6. Forêt et puits de carbone : l'enjeu de la préservation du puits forestier

6.1. Émissions de GES du secteur sur la période de 1990-2009

Les activités liées à l'utilisation des terres, leurs changements et la forêt (UTCF)⁶ sont non seulement une source de CO₂, de CH₄ et de N₂O, mais également un puits de CO₂⁷. L'inventaire de 2009 révèle que ce secteur représente en 2009 un puits de CO₂ très important, de l'ordre de 64 MtCO₂eq (*voir tableau 23*), soit une hausse de 61 %

(1) On estime des diminutions de consommation des engrais de 18 % dans les cultures de céréales et oléo-protéagineux, 13 % dans les fourrages, et de 10 % dans les autres cultures.

(2) Le modèle MAGALI est un modèle macroéconométrique d'offre, géré conjointement par le Ministère de l'alimentation, de l'agriculture, de la pêche, de la ruralité et de l'aménagement du territoire et le Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, qui considère le secteur agricole comme une seule ferme. Il permet de simuler les répercussions à moyen terme des décisions de politique agricole et des modifications de l'environnement macroéconomique sur l'offre de produits agricoles, la formation de la valeur ajoutée et du revenu de la branche agricole.

(3) Dans le modèle, les prix du fioul domestique, du gaz naturel et des engrais azotés et potassiques, sont estimés économétriquement à partir du prix du pétrole.

(4) Le « réseau blé rustiques » de l'INRA comporte une trentaine d'essais qui ont été menés chaque année dans le Nord-Ouest de la France entre 2004 et 2007.

(5) Accident de végétation touchant certaines cultures, principalement les céréales, qui se trouvent couchées au sol en raison d'intempéries (forte pluie, vent, etc.), d'attaques parasitaires ou d'accidents physiologiques.

(6) Ce secteur concerne les activités liées au changement d'utilisation des terres forestières, des cultures, des prairies, des zones humides et des zones urbanisées.

(7) Par convention, les « puits » (augmentation du stock de carbone) sont négatifs et les « sources » (diminution du stock de carbone et émissions dans l'atmosphère) sont positives.

par rapport à 1990 (environ 40 MtCO₂eq). Cette forte augmentation s'explique notamment par la jeunesse et le potentiel élevé de la forêt française.

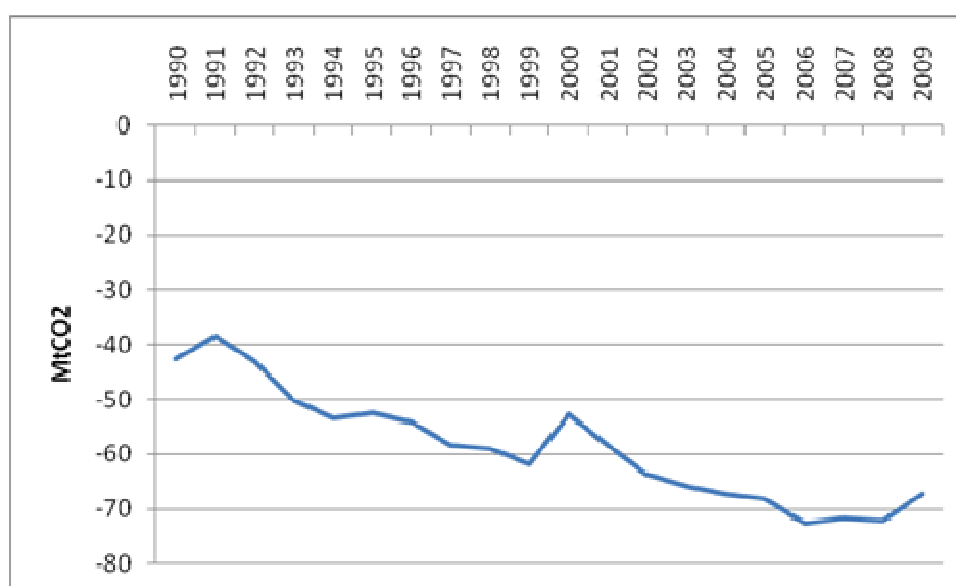
Tableau 23 : Décomposition des émissions de la forêt en 2009, par activité et gaz

KtCO ₂ eq	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Total
UTCF	- 67 126	1 729	1 476	- 63 920

Source : CITEPA 2011

Le graphique 39 montre qu'entre 1990 et 2009, le flux annuel de séquestration de CO₂ dans les forêts a augmenté de près de 25 MtCO₂ (soit 58 %). Cela s'explique notamment d'une part par la hausse de la séquestration (+ 14 %) et d'autre part par une baisse des prélèvements (- 11 %).

Graphique 39 : Flux annuel de séquestration du carbone entre 1990 et 2009



Source : CITEPA (2011)

La séquestration du carbone par les forêts est prise en compte dans l'inventaire national au titre de deux articles du protocole de Kyoto : l'article 3.3 qui est obligatoire et qui concerne le changement d'usage des sols¹, et l'article 3.4 qui est facultatif et qui prend en compte la séquestration du carbone par la gestion forestière².

L'inventaire détaillé déterminé à partir des données du CITEPA du secteur est reproduit dans le tableau 24. Les absorptions nettes comptabilisées au titre de l'article 3.4 permettent de compenser les éventuelles « sources » enregistrées au titre de l'article 3.3 à hauteur de 32 MtCO₂eq par an pour la France, soit 165 MtCO₂eq sur l'ensemble de la période (2008-2012).

On remarque également que le puits s'est réduit depuis 2008. L'inventaire national en 2009 fait état d'un solde légèrement positif pour l'article 3.3, de l'ordre de 3 MtCO₂eq. En effet les absorptions dues aux activités de boisement et reboisement ne suffisent

(1) Cela comprend les activités de boisement et de reboisement ainsi que les déboisements.

(2) Cela concerne les opérations sylvicoles menées sur des terres n'ayant pas changé d'usage depuis 1990.

pas à compenser les émissions dues à l'activité de déforestation. Le bilan de l'article 3.3 est ainsi « source » de carbone ces deux dernières années, bien que ces émissions aient fortement diminué entre 2008 et 2009. Les bilans régionaux indiquent que la Guyane est responsable de la moitié de la déforestation observée.

En revanche, le bilan carbone de la gestion forestière (« solde 3.4 ») en 2009 était largement meilleur avec un puits d'environ 72 MtCO₂eq, même si ce puits s'est réduit de près de 8 % par rapport à 2008 (puits de 78 MtCO₂eq). Il convient de noter que l'année 2009 a été marquée par la tempête Klaus.

Tableau 24 : Inventaire détaillé du secteur UTCF

	2008 (MtCO ₂)	2009 (MtCO ₂)
Activités article 3.3	5	3,2
<i>dont :</i>		
<i>Boisement/reboisement</i>	<i>- 6,7</i>	<i>- 6,9</i>
<i>Déforestation</i>	<i>11,7</i>	<i>10,1</i>
Activités article 3.4	- 78,2	- 72,2
<i>dont :</i>		
<i>Gestion forestière</i>	<i>- 78,2</i>	<i>- 72,2</i>
<i>Gestion des prairies</i>	<i>NA</i>	<i>NA</i>
<i>Gestion des cultures</i>	<i>NA</i>	<i>NA</i>
<i>Revégétalisation</i>	<i>NA</i>	<i>NA</i>

Source : CITEPA (2011)

6.2. Les principaux déterminants des émissions du secteur à l'horizon 2050

Dans le secteur forestier, les paramètres influant les trajectoires sont multiples, mais **trois paramètres ont une influence particulièrement significative sur le niveau de séquestration, à savoir la surface forestière, l'âge de la forêt et le type de végétation qui la compose**. On sait ainsi que les stocks de carbone des sols forestiers sont comparables à ceux des prairies permanentes. La forêt se distingue toutefois des prairies permanentes par l'importance des stocks de carbone de la biomasse aérienne, constituée par le peuplement et le sous-étage forestier.

Attribuer une quantité de carbone à chaque hectare de forêt est une tâche difficile. Le résultat dépend de trois paramètres : l'éventail des compartiments pris en compte, les conditions locales (sol, climat, espèces) et le type de gestion (forêt primaire, exploitation sélective, courtes rotations, *etc.*). De nombreuses études démontrent que les forêts bien gérées contribuent plus efficacement au stockage du carbone que les forêts laissées dans leur état naturel. Les jeunes arbres en croissance vigoureuse absorbent plus de CO₂ que les arbres mûrs. La gestion dynamique d'une forêt lui permet de continuer à stocker du CO₂ durant toute sa vie. Des gestions sylvicoles performantes permettent quant à elles d'obtenir des bois de qualité qui pourront être utilisés dans les constructions et ainsi permettre le stockage prolongé de carbone.

Actuellement, la CDC Climat¹ estime un stock exploitable de 31 MtCO₂/an en forêt, avec un stock total de 4 250 MtCO₂. On constate des flux annuels de 58 MtCO₂ dont

(1) Présentation de V. Bellassen au Comité.

16 MtCO₂/an pour la substitution énergétique et 13 MtCO₂/an pour la séquestration dans les produits bois.

Une étude récente du Laboratoire d'économie forestière (LEF, 2010)¹ évalue les coûts d'abattement induits par une politique de substitution et une politique de séquestration. Ainsi, la politique de substitution impliquerait un coût moyen compris entre 25 et 35 €/tCO₂. En ce qui concerne la politique de stock, le coût budgétaire moyen de la séquestration annuelle est égal au coût social du carbone, *i.e.* compris entre 0,68 €/tCO₂ et 1,48 €/tCO₂.

6.3. Les exercices de projection de référence

La France a soumis en novembre dernier ses projections de stock de carbone séquestré par les forêts à horizon 2020 qui seront pris en compte au titre de la CCNUCC. Elles sont fondées sur une évaluation du Centre commun de recherche (JRC) de la Commission européenne pour la France d'un stock de carbone atteignant 63,109 MtCO₂eq en 2020. Les hypothèses qui ont permis d'obtenir ces projections sont les suivantes :

- la forêt gérée par la Guyane et les autres DOM est considérée à l'équilibre, donc son bilan est neutre ;
- l'accroissement forestier (exprimé en m³/ha/an) est obtenu en compilant les résultats de deux modèles (G4M et EFISCEN (*voir tableau 25*) ;
- le prélèvement serait de 63,3 millions de m³ de bois rond sur écorce en 2020 (*voir tableau 26*) ;
- la répartition des récoltes est la suivante : 10 % du bois reste au sol ; 30 % est autoconsommé pour de l'énergie ; 60 % est commercialisé ;
- perturbations naturelles :
 - la tendance pour les émissions liées aux feux de forêts est fondée sur la moyenne 2000-2008 : 581 ktCO₂eq ;
 - la tendance pour les émissions liées aux tempêtes est également fondée sur la moyenne 2000-2008 des émissions du réservoir de bois mort : 3,9 MtCO₂eq ;
- les activités de gestion forestière tendancielle sont définies comme les pratiques régies par le Code forestier et par les directives d'aménagement régional ;
- les politiques forestières considérées comprennent les politiques et mesures régionales, nationales et européennes mises en application et adoptées avant avril 2009, et sont listées dans la soumission.

Tableau 25 : Accroissement forestier (en m³/ha/an)

	2000	2005	2010	2015	2020
G4M	7,6	7,8	7,8	7,6	7,2
EFISCEN	6,5	7,1	7,3	7,3	7,2

Source : JRC (2011)

(1) Lecocq F., Caurla S., Delacote P., Barkaoui A. et Sauquet A. (2010), « Retributing forest carbon vs. Stimulating fuelwood demand: Insights from the French forest sector model », *Document de travail du LEF*, n° 2010-02.

Tableau 26 : Prélèvement (en 1 000 m³ de bois rond sur écorce)

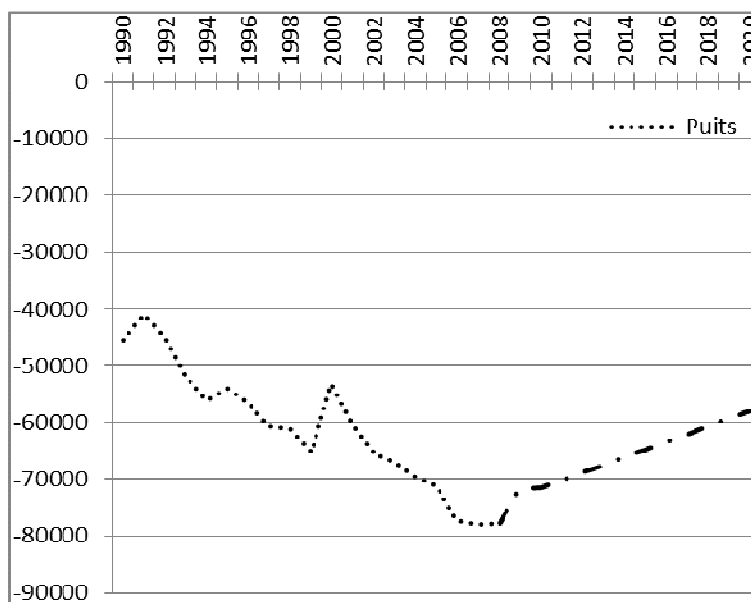
2000	2005	2010	2015	2020	Ratio*
63 637	57 498	59 425	61 352	63 279	1,08

Source : JRC (2011)

* : Le ratio est calculé comme le rapport entre (1) la moyenne observée entre 2013 et 2020, et (2) la valeur observée en 2005.

La France a adopté une approche conservatrice en n'intégrant pas la mobilisation supplémentaire de 21 millions de m³ de bois (12 millions pour le bois d'œuvre et 9 millions pour le bois énergie) envisagée par les COMOP mais en se basant sur le modèle PRIMES (basé sur la demande) qui aboutit à une augmentation des récoltes de moins de 5 millions de m³ par rapport à 2010.

Graphique 40 : Évolution du stock de carbone séquestré dans les forêts (MtCO₂)



Source : soumission française à la CCNUCC (2011)

On anticipe ainsi une réduction significative du puits forestier¹. Le scénario tendanciel montre que le puits va se réduire (environ 60 Mt en 2020 contre 72 Mt en 2009) et pourrait même disparaître d'ici 2040². En théorie, le potentiel naturel est de l'ordre de 20 Mt cumulées sur 25 ans. Mais il est très difficile d'estimer le puits forestier attendu en 2050 car cela nécessite de prendre en compte les impacts du changement climatique sur le puits.

(1) Les craintes sur l'évolution du puits forestier sont également applicables aux sols agricoles. L'évolution du climat pourrait en effet amener à un relargage massif de CO₂ dans l'atmosphère à partir de ces sols (stock de 11 MdtCO₂).

(2) Une étude récente de Böttcher et al. (2008) estime que le puits de carbone aura complètement disparu en France en 2040 et pourrait être source en 2050. Voir H. Böttcher, W.A. Kurz et A. Freibauer (2008), « Accounting of forest carbon sinks and sources under a future climate protocol – factoring out past disturbance and management effects on age-class structure », Environmental science and policy, vol. 11, n° 8, p. 669-686.

Or les impacts du changement climatique sont par nature très incertains. Des calculs réalisés par l'INRA pour le Comité¹ montrent que les épisodes de sécheresse, et plus spécifiquement leur récurrence, ont un impact plus important sur l'accroissement des arbres que l'intensité même d'un événement extrême isolé. En prenant en compte les sécheresses depuis 2003, l'INRA estime une perte globale de l'accroissement de 25 à 40 % sur 3 à 5 ans. Enfin, l'INRA estime que les changements climatiques réduiront de près de 5 % la productivité primaire² moyenne des forêts françaises métropolitaines de conifères d'ici 2050.

On sait cependant que l'on va revenir à une situation d'équilibre où le stock redeviendra nul à un moment ; ainsi en 2050 la forêt sera certainement une source si on ne réinvestit pas aujourd'hui dans ce stock. On estime également que le taux de boisement naturel sera inférieur au taux actuel. Des compétitions d'usage (stock *vs.* bois-énergie) sont donc à prévoir à court terme et inévitables à long terme si rien n'est fait. Il est donc fort à craindre qu'en 2050, les gains d'émissions liés à la substitution énergie ne compenseront pas les effets du déstockage.

L'INRA (2008) a également évalué le stock de carbone que l'on peut attendre en France en 2020 à partir de deux scénarios forestiers :

- le scénario tendanciel, qui suppose une croissance régulière des surfaces forestières françaises de 50 000 hectares par an, le développement du marché du bois-énergie, et l'augmentation des récoltes de bois d'œuvre et de trituration ;
- le scénario intensif, qui se caractérise par un prix du pétrole très élevé, est marqué par un développement plus fort du marché du bois-énergie et une augmentation plus élevée des récoltes de bois d'œuvre et de trituration.

Sur la base de ces deux scénarios, l'étude anticipe une augmentation des surfaces forestières à un rythme annuel de 50 kha/an, c'est-à-dire un rythme légèrement inférieur à celui observé ces dernières années. Malgré l'expansion de la surface forestière, le puits de carbone associé diminue sensiblement par rapport à 2005 du fait principalement de l'augmentation de la récolte et des utilisations du bois à des fins énergétiques. Dans le scénario « tendanciel », le stockage annuel de carbone passe ainsi de 77 MtCO₂ en 2005 à 70 MtCO₂ en 2020. La baisse est encore plus marquée dans le scénario « intensif » avec un stockage annuel passant de 73 MtCO₂ en 2010 à 48 MtCO₂ en 2020.

6.4. Exemples de politiques publiques à mettre en place

La France dispose de trois leviers d'actions permettant de réduire les émissions et/ou accroître le stock de carbone séquestré dans les forêts :

- augmenter ou maintenir le stock de carbone séquestré dans ses forêts ;
- augmenter le stock de carbone contenu dans les produits bois ;
- diminuer les émissions d'autres filières par effet de substitution³.

(1) Présentation de Jean-François Soussana à la séance du 29 septembre.

(2) La productivité primaire traduit la vitesse à laquelle se forme, par unité de temps, une quantité donnée de matière organique à partir de matière minérale et d'apport énergétique.

(3) Cette question a été traitée dans le volet « Transport » du Comité (séance du 8 septembre) et n'est donc pas considérée lors de la séance « Agriculture Forêt ».

En ce qui concerne les politiques visant à promouvoir le boisement/reboisement, les incitations peuvent prendre la forme de dons/subventions au boisement ; d'investissements dans les transports et les routes ; de subventions énergétiques ; et d'exemptions fiscales pour les investissements forestiers. La possibilité de monter des projets domestiques récompensant des efforts de boisement et reboisement sera également bientôt possible en France.

Les incitations pour maintenir la couverture forestière ou améliorer la gestion de la forêt, comme par exemple la régénération améliorée, la conversion de taillis en futaie, l'agroforesterie, l'amélioration de la productivité des essences, peuvent prendre la forme de crédits d'impôts, de subventions, de partage des coûts, d'assistance technique, de contrats, et de paiements pour les services environnementaux (incitation à maintenir la couverture forestière). Pour ces actions, la France incite notamment les forestiers à proposer des projets de gestion forestière qui délivreront des crédits carbone qui seront vendus sur les marchés volontaires.

À l'heure actuelle, **la substitution bois-énergie est très attractive** et il est possible de réaliser des projets domestiques en France dans ce domaine. En outre, **de nombreux projets de compensation carbone sont en développement**. On citera par exemple le projet de boisement des Landes qui vise une amélioration des pratiques sylvicoles afin d'accroître la productivité des essences ainsi que la séquestration carbone par des parcours sylvicoles précis. Ce projet vise à acquérir des crédits carbone correspondant à un reboisement de 20 000ha/an. Ces crédits seront ensuite valorisés sur les marchés volontaires. Cela devrait résulter en une séquestration de 5 tCO₂/ha/an.

On note cependant que les propriétaires forestiers ont moins d'incitation à séquestrer qu'à produire du bois-énergie parce que la séquestration forestière ne donne pas en France accès à de crédits carbone échangeables sur les marchés du carbone réglementés. Les crédits forestiers ne sont reconnus pour l'instant que sur les marchés volontaires dont les prix sont deux à trois fois plus bas que sur le marché réglementé. À cela s'ajoute l'absence de perspectives sur l'avenir de ces crédits et de ces mécanismes de projet. Un soutien politique dans ce sens rendrait la séquestration forestière plus attractive.

Les pistes à poursuivre pour rééquilibrer l'incitation carbone sont les suivantes :

- à court terme, les propriétaires forestiers doivent recourir aux mécanismes de projet ; une inclusion de la forêt dans objectif UE pourrait être soutenue ;
- à moyen terme, la forêt pourrait être incluse dans l'ETS ;
- d'autres politiques publiques doivent être mises en place pour remplacer le prix du CO₂ là où il n'est pas effectif.

D'une manière plus générale, il est nécessaire de mettre en place des politiques de filières pour inciter à investir de nouveau dans la forêt. On ne pourra pas compter sur le puits forestier en 2050 si on ne réinvestit pas aujourd'hui dans ce stock. L'urgence est donc de garantir la pérennité du puits forestier à horizon 2050, d'autant que le coût de séquestration du carbone en forêt est plus faible que dans d'autres secteurs. Le MAAPRAT a établi une liste des investissements prioritaires au-delà de la R & D¹, à

(1) Note interne du MAAPRAT sur les besoins du secteur forestier pour la mise en œuvre du Fonds carbone à partir du 1^{er} janvier 2013.

savoir : la conversion de taillis en futaie, l'adaptation des peuplements aux changements climatiques, la reconstitution des forêts après les incendies et les tempêtes, mais aussi l'amélioration de la desserte forestière. L'investissement nécessaire pour couvrir l'ensemble de ces besoins (R & D comprise) est évalué à 210 M€/an sur les prochaines décennies, alors que les financements publics annuels actuels de ces mesures s'élèvent à 42,5 M€ (dont 36,5 M€ de financement national et 6 M€ du Fonds européen agricole pour le développement rural).

À l'instar de ce qui se passe actuellement en Nouvelle-Zélande, la forêt et l'agriculture pourraient être intégrées dans l'EU ETS à moyen/long-terme (voir encadré 1). Le secteur de la forêt n'est pas inclus dans l'EU ETS. En conséquence, les crédits carbone issus de projets forestiers ne peuvent être utilisés pour la conformité des installations soumises à quotas dans le cadre de l'EU ETS.

La Commission européenne évalue actuellement les modalités pour l'inclusion du secteur UTCF dans l'engagement de réduction des émissions de l'Union européenne prises dans le cadre du protocole de Kyoto. Elle a indiqué les trois options à l'étude :

- intégration dans l'EU ETS (à l'image de l'inclusion du secteur UTCF dans le marché néozélandais) ;
- intégration dans la directive de partage de l'effort (ESD) qui donne les objectifs de réduction d'émissions pour les secteurs non concernés par l'EU ETS ;
- intégration dans un cadre séparé qui nécessiterait la rédaction d'une nouvelle directive spécifique au secteur UTCF et la prise d'engagements de réduction d'émissions pour ce secteur sur la période 2013-2020.

La Commission européenne ne souhaite pas retenir la première option dans la mesure où l'inclusion du secteur UTCF dans l'EU ETS comporte des risques propres à ce secteur et nécessiterait des adaptations. Les deux autres options offrent en revanche des perspectives intéressantes et sont en cours de discussion.

Encadré 1 : l'inclusion des émissions agricoles et forestières dans le marché du carbone néo-zélandais¹

En 2008, la Nouvelle-Zélande a mis en place un système d'échange de quotas d'émission de GES (appelé le NZ ETS) afin d'atteindre ses objectifs climatiques internationaux. Le NZ ETS n'est pas un système de plafonnement et d'échange (*cap and trade*) comme le système européen EU ETS. En effet, il ne fixe pas de plafond explicite annuel d'émissions de GES et il n'est pas associé à un objectif spécifique de réduction des émissions. Cet objectif sera déterminé à l'issue des négociations internationales sur le climat.

Dans l'intervalle, un prix national du carbone est déterminé en fonction des prix internationaux des actifs carbone mis en place par le protocole de Kyoto. Plusieurs types de crédits sont éligibles sur le NZ ETS : les quotas d'émissions, appelés unités néozélandaises (NZU), alloués gratuitement aux secteurs « exposés à la concurrence » (environ 11,5 millions de quotas), et aux propriétaires de forêts antérieures à 1990 (21 millions de quotas pendant la première période du protocole de Kyoto, 2008-2012) ; les crédits générés par le boisement dans le

(1) D'après Sartor O., Deheza M. et Belton M. (2010), « L'inclusion des émissions forestières et agricoles dans le nouveau marché du carbone néo-zélandais », Étude Climat n° 26, CDC Climat, Paris.

secteur forestier (40 à 90 millions) ; les crédits internationaux Kyoto ; et les crédits achetés directement auprès du gouvernement au prix fixe de 25 NZD (environ 13 euros).

L'entrée des secteurs dans le système est progressive. À compter du 1^{er} janvier 2008, le secteur forestier est intégré pour prendre en compte les activités de déforestation, de boisement et de séquestration du carbone. Les secteurs de l'énergie, des procédés industriels et des combustibles liquides sont entrés dans le NZ ETS au 1^{er} juillet 2010 (couverture de 50 % des émissions). Les déchets devraient intégrer le système en 2013 et l'agriculture en 2015.

La Nouvelle-Zélande a choisi d'intégrer le secteur agricole dans son système d'échange de quotas d'émissions car il compte pour près de la moitié des émissions totales de GES du pays. Les modalités sont encore en discussion, mais seules les émissions de CH₄ et de N₂O seraient couvertes par le NZ ETS. Dans un premier temps, les producteurs et importateurs d'intrants en amont (engrais) et les industries de l'aval (transformateurs laitiers, abattoirs, producteurs d'œufs, exportateurs d'animaux vivants) seraient les seuls participants obligatoires du système. À terme, l'objectif serait d'aboutir à une obligation au niveau de l'exploitation agricole (approche directe), en substitution du niveau de l'amont et de l'aval. L'attribution des quotas d'émissions aux producteurs amont et aval serait basée sur l'intensité en émissions de la production, c'est-à-dire les émissions de GES par unité de production. La méthodologie exacte de calcul n'est toutefois pas encore finalisée.

6.5. Évaluation des impacts potentiels de certaines politiques publiques

Une étude récente du laboratoire d'économie forestière (2010)¹ propose d'évaluer les impacts sur la filière forestière, sur l'économie et sur le bilan carbone d'une politique de stock (paiement pour séquestration *in situ*), d'une politique de substitution (subvention à la consommation de bois énergie), et d'une combinaison de ces deux politiques. La politique de substitution consiste en une subvention publique pour les consommateurs finaux de bois-énergie alors que la politique de stock consiste à rétribuer les propriétaires forestiers pour le service environnemental du stockage additionnel de carbone (par rapport à la continuité de la situation actuelle).

L'étude montre que :

- la politique de stock a un meilleur impact sur les émissions nettes de carbone que la politique de substitution ;
- la politique de stock n'est pas favorable aux consommateurs (bien qu'elle augmente le surplus du producteur). Elle est donc plus difficile à mettre en œuvre politiquement ;
- combiner une politique de stock avec une politique de substitution n'est pas supérieur ni à l'une ou à l'autre prise individuellement. Cela s'explique par les intérêts conflictuels pour les propriétaires forestiers, avec des politiques poussant dans des directions différentes ;
- la politique de substitution est la plus onéreuse avec un coût total de 79,4 M€.

Cette étude compare deux types de mesures prises individuellement. Une vraie politique de redynamisation de la filière forestière ne peut se réduire uniquement à ces deux mesures. Il s'agira d'assurer un équilibre entre augmentation du stockage et réponses aux besoins du marché tout en précisant la hiérarchisation des actions à privilégier.

(1) Lecocq F., Cauria S., Delacote P., Barkaoui A. et Sauquet A. (2010), *op. cit.*

7. Le secteur des déchets

La gestion des déchets, si elle ne constitue pas un émetteur direct significatif de GES (2 % environ des émissions en 2009), y contribue notamment par les émissions des centres de stockage issues de la dégradation de matière organique ; les émissions de ce secteur ont connu une baisse d'environ 5 % depuis 1990. Faute d'étude prospective sur ce secteur et compte tenu de la faible contribution à l'ensemble des émissions, le comité a choisi de ne pas proposer de trajectoire spécifique. Pour autant, le bouclage d'ensemble pour la construction des trajectoires françaises 2020-2050 est assuré sur la base des émissions de l'inventaire Kyoto.

Le développement de la prévention, du recyclage, de la valorisation énergétique, de l'analyse en cycle de vie dans les autres secteurs à une conséquence directe sur la limitation des tonnages de déchets enfouis, et par là, des émissions. À l'inverse, la gestion des déchets et en particulier leur valorisation énergétique peut influencer indirectement celles des autres secteurs (industrie, énergie en particulier).

Les mesures touchant à la gestion des déchets traversent donc l'ensemble des secteurs, elles semblent être le plus souvent « sans regret », c'est-à-dire qu'elles n'ont pas d'impact négatif dans d'autres domaines, d'impact rapide (avant 2020) et plutôt de moindre coût. En plus des incises du chapitre III, on peut souligner les points complémentaires, à la fois transversaux et sectoriels, suivants :

- la logique d'efficacité de l'usage des ressources matières est très proche de la notion d'efficacité énergétique. Elle sous-tend à la fois une production (éco-conception de produits et services) et une consommation (limitation du gaspillage alimentaire, réemploi, développement de service partagé, etc.) plus durables, les actions de prévention et le recyclage ;
- la prévention et le tri contribuent au changement de comportement des acteurs ; il a été montré que « entrer » par le tri chez les ménages aide à travailler avec eux sur les aspects énergie par la suite ;
- secteur de l'industrie : l'utilisation des déchets comme combustibles peut contribuer efficacement à décarboner les émissions de gros émetteurs (cimentiers, centrales de production d'énergie) ; à titre d'illustration, le secteur cimentier est très en retard en France par rapport à nos voisins pour l'utilisation de combustibles issus de déchets ;
- secteur du bâtiment : la priorité à la rénovation du parc bâti générera de très gros volumes de déchets (notamment minéraux et combustibles-déchets de bois) qui peuvent alimenter les points précédents ;
- secteur de l'agriculture et de la forêt : les déchets organiques peuvent alimenter la production d'énergie (l'apport de déchets externes à l'exploitation est complémentaire au traitement des effluents d'élevage et bénéfique à l'amélioration du rendement de production de biogaz), apporter des substituts à des fertilisants minéraux et contribuer au maintien d'un stock de carbone dans les sols. Enfin, le développement d'une économie issue de biomasse nécessite de se préoccuper de la gestion des déchets « biomasse » qui en résultera et qui pourront être valorisés.

Plusieurs leviers d’actions publiques peuvent être mobilisés pour améliorer la gestion des déchets : incitations à la valorisation (production électrique et chaleur), réglementation plus stricte sur la production des déchets (à l’image de l’Allemagne) et renforcement des exigences sur la mesure des émissions des sites de décharge existants (en complément de l’obligation de captage).

8. Les résultats détaillés des trajectoires à l’horizon 2050

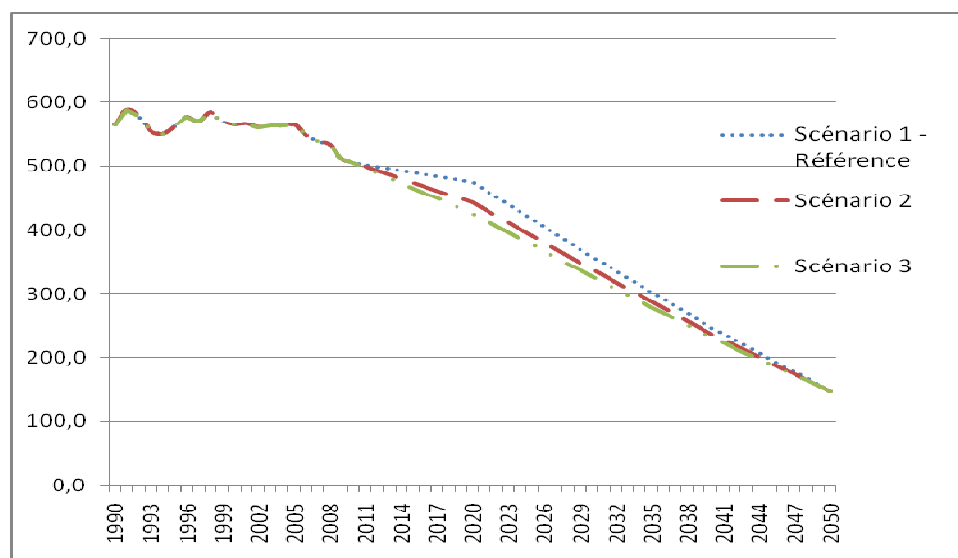
Les analyses détaillées ci-dessus ont permis d’alimenter la construction des trajectoires sectorielles, développée directement dans le chapitre III. Le résultat de l’agrégation de ces trajectoires est repris dans les tableaux et graphiques suivants ; en particulier, ils détaillent les évolutions par sous-secteurs, ETS/non-ETS, et par gaz, CO₂/autres gaz.

**Tableau 27 : Trajectoires d’émissions de GES de la France
(en relatif/1990 et en MtCO₂éq)**

Évolution/1990 (%)	2009	2020	2030	2040	2050
Scénario 1 – référence	- 10 %	- 16 %	- 33 %	- 55 %	- 75 %
Scénario 2	- 10 %	- 22 %	- 37 %	- 57 %	- 75 %
Scénario 3	- 10 %	- 25 %	- 41 %	- 58 %	- 75 %

Source : travaux du comité

**Graphique 41 : Trajectoires d’émissions de GES de la France
(en MtCO₂éq)**



Source : travaux du comité

8.1. Répartition CO₂ et autres GES

Pour chacun des trois scénarios, la répartition des émissions de GES entre CO₂ et gaz autres que le CO₂ a été estimée en appliquant aux totaux d’émissions par secteur aux

différents horizons de la trajectoire (2020, 2030, 2040, 2050), la répartition relative des émissions sectorielles par gaz de l'année 2020 du scénario AMS-M DGEC-CGDD.

**Tableau 28 : Trajectoires d'émissions de GES de la France
(en relatif/1990)**

Évolution/1990		Part	2020	2030	2040	2050
Scénario 1 – référence	TOTAL		– 16 %	– 33 %	– 55 %	– 75 %
	CO ₂	73 %	– 13 %	– 32 %	– 58 %	– 80 %
	Autres GES	27 %	– 23 %	– 34 %	– 48 %	– 62 %
Scénario 2	TOTAL		– 22 %	– 37 %	– 57 %	– 75 %
	CO ₂	73 %	– 20 %	– 37 %	– 60 %	– 80 %
	Autres GES	27 %	– 27 %	– 37 %	– 50 %	– 62 %
Scénario 3	TOTAL		– 25 %	– 41 %	– 58 %	– 75 %
	CO ₂	73 %	– 23 %	– 42 %	– 61 %	– 80 %
	Autres GES	27 %	– 29 %	– 40 %	– 51 %	– 62 %

Source : travaux du comité

Les tableaux ci-dessous détaillent les résultats sectoriels issues de cette répartition sont présentés ci-dessous :

Tableaux 29 : Résultats sectoriels issues

Scénario 1 - référence	Tous GES				CO ₂				Non CO ₂			
	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Objectif de réduction/1990	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Total	- 16 %	- 33 %	- 55 %	- 75 %	- 13 %	- 32 %	- 58 %	- 80 %	- 23 %	- 34 %	- 48 %	- 62 %
Résidentiel - Tertiaire	- 13 %	- 35 %	- 62 %	- 85 %	- 11 %	- 33 %	- 61 %	- 85 %	- 75 %	- 81 %	- 89 %	- 96 %
Industrie manufacturière	- 27 %	- 35 %	- 64 %	- 85 %	- 24 %	- 32 %	- 63 %	- 84 %	- 36 %	- 43 %	- 68 %	- 87 %
Transports	3 %	- 22 %	- 44 %	- 65 %	3 %	- 22 %	- 44 %	- 65 %	- 14 %	- 35 %	- 53 %	- 71 %
Agriculture/ sylviculture	- 15 %	- 27 %	- 39 %	- 50 %	- 25 %	- 35 %	- 46 %	- 56 %	- 14 %	- 26 %	- 38 %	- 49 %
Industrie de l'énergie	- 28 %	- 51 %	- 74 %	- 96 %	- 25 %	- 49 %	- 73 %	- 96 %	- 71 %	- 80 %	- 89 %	- 98 %
Traitement des déchets	- 28 %	- 35 %	- 42 %	- 75 %	- 31 %	- 38 %	- 44 %	- 76 %	- 28 %	- 35 %	- 42 %	- 75 %

Scénario 2	Tous GES				CO ₂				Non CO ₂			
	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Objectif de réduction/1990	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Total	- 22 %	- 37 %	- 57 %	- 75 %	- 20 %	- 37 %	- 60 %	- 80 %	- 27 %	- 37 %	- 51 %	- 62 %
Résidentiel - Tertiaire	- 22 %	- 43 %	- 64 %	- 85 %	- 20 %	- 42 %	- 63 %	- 85 %	- 77 %	- 84 %	- 90 %	- 96 %
Industrie manufacturière	- 29 %	- 38 %	- 66 %	- 85 %	- 26 %	- 36 %	- 65 %	- 84 %	- 38 %	- 46 %	- 70 %	- 87 %
Transports	- 8 %	- 29 %	- 48 %	- 65 %	- 8 %	- 29 %	- 48 %	- 65 %	- 23 %	- 41 %	- 57 %	- 71 %
Agriculture/ sylviculture	- 20 %	- 30 %	- 40 %	- 50 %	- 29 %	- 38 %	- 47 %	- 56 %	- 19 %	- 29 %	- 39 %	- 49 %
Industrie de l'énergie	- 30 %	- 52 %	- 74 %	- 96 %	- 27 %	- 50 %	- 73 %	- 96 %	- 71 %	- 80 %	- 89 %	- 98 %
Traitement des déchets	- 28 %	- 44 %	- 59 %	- 75 %	- 31 %	- 46 %	- 61 %	- 76 %	- 28 %	- 43 %	- 59 %	- 75 %

Scénario 3	Tous GES				CO ₂				Non CO ₂			
	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Objectif de réduction/1990	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Total	- 25 %	- 41 %	- 58 %	- 75 %	- 23 %	- 42 %	- 61 %	- 80 %	- 29 %	- 40 %	- 51 %	- 62 %
Résidentiel - Tertiaire	- 22 %	- 43 %	- 64 %	- 85 %	- 20 %	- 42 %	- 63 %	- 85 %	- 77 %	- 84 %	- 90 %	- 96 %
Industrie manufacturière	- 38 %	- 50 %	- 69 %	- 85 %	- 36 %	- 48 %	- 68 %	- 84 %	- 46 %	- 56 %	- 73 %	- 87 %
Transports	- 8 %	- 29 %	- 48 %	- 65 %	- 8 %	- 29 %	- 48 %	- 65 %	- 23 %	- 41 %	- 57 %	- 71 %
Agriculture/ sylviculture	- 20 %	- 30 %	- 40 %	- 50 %	- 29 %	- 38 %	- 47 %	- 56 %	- 19 %	- 29 %	- 39 %	- 49 %
Industrie de l'énergie	- 35 %	- 55 %	- 76 %	- 96 %	- 32 %	- 53 %	- 75 %	- 96 %	- 73 %	- 82 %	- 90 %	- 98 %
Traitement des déchets	- 28 %	- 44 %	- 59 %	- 75 %	- 31 %	- 46 %	- 61 %	- 76 %	- 28 %	- 43 %	- 59 %	- 75 %

Source : travaux du comité

8.2. Répartition ETS et hors ETS

En France, les émissions des secteurs soumis à la directive ETS sont passées de 131,3 Mt CO₂ en 2005, à 111,1 MtCO₂ en 2009 (soit plus de 20 % des émissions nationales de GES au format Kyoto). En 2010, 964 installations exploitées par 570 entreprises, du secteur de l'énergie comme du secteur industriel, étaient soumises à cette directive. 1 174 installations seront concernées à partir de 2013.

Sur la base des données 2005 ventilées par secteur d'activité, le CITEPA a établi pour l'année 2005 et pour chacune des catégories d'émission de l'inventaire national (CRF) la part des émissions correspondant aux secteurs soumis à ETS et la part de celles correspondant aux secteurs hors ETS (*voir tableau suivant*).

Il apparaît que le secteur de l'industrie manufacturière et de la construction pèse pour 57 % des émissions ETS en phase III en 2005, contre 40 % pour l'industrie de l'énergie, le reste correspondant en majorité à l'aviation incluse dans le système en 2012.

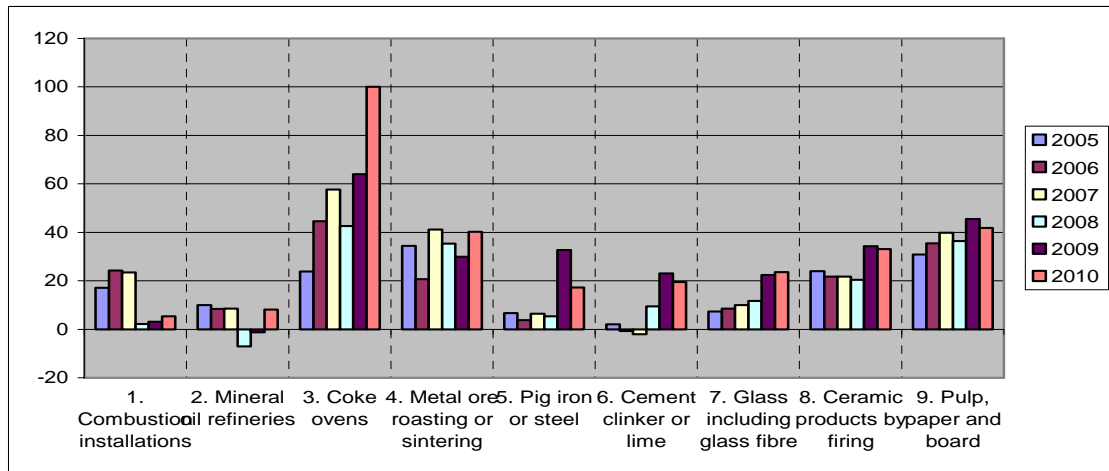
Les installations françaises sous ETS ont jusqu'en 2010 globalement émis moins que leur allocation, avec une différence entre émissions et allocations de plus de 10 % en moyenne depuis 2005. Les secteurs de la cokerie, de la métallurgie, de la pâte à papier/papiers, carton et du verre sont les plus concernés par une sur-allocation.

Tableau 30 : Émissions du secteur ETS en France

ETS - France	Allocations (ktCO ₂ ,eq)	Émissions vérifiées (ktCO ₂ ,eq)	Différence (%)
2005	150 412	131 264	- 13 %
2006	149 967	126 979	- 15 %
2007	149 776	126 635	- 15 %
2008	129 568	124 064	- 4 %
2009	128 665	111 093	- 14 %
2010	130 126	114 697	- 12 %

Source : AEE, d'après ITL

Graphique 42 : ETS - Différence entre allocations et émissions vérifiées en France, par secteur (en % de l'allocation annuelle)



Source : AEE, d'après ITL

**Tableau 31 : Estimation de la part des émissions ETS et hors ETS
(au périmètre de la phase III) en 2005**

Secteurs		Cat. CRF	Inventaire (MtCO ₂ eq)	Part estimée des émissions ETS (en phase III) (%)	part/ensemble de l'ETS (%)
Transports			144,2	3 %	3 %
	Aérien (3)	1A3a	5,0	99 %	
	Routier	1A3b	131,6		
	Fer	1A3c	0,6		
	Maritime (3)	1A3d	2,6		
	Autre	1A3e	0,9	98 %	
	Consommation de gaz fluorés	2F (p)	3,4		
Résidentiel Tertiaire Institutionnel et commercial			108,4	1 %	0 %
	Résidentiel	1A4b	69,8	1 %	
	Tertiaire	1A4a	32,1		
	Consommation de gaz fluorés	2F (p)	6,1		
	Solvants et produits divers	3 (p)	0,5		
Industrie manufacturière			111,6	82 %	57 %
	Combustion industrie manufac. et construc.	1A2	77,4	87 %	
	Procédés industrie chimique	2B	9,7	61 %	
	Procédés produits minéraux	2A	14,1	96 %	
	Procédés production de métaux	2C	5,6	83 %	
	Solvants et produits divers	3 (p)	0,8		
	Production de gaz fluorés	2 ^E	1,0		
	Autres productions	2D, 2G	0,0		
	Consommation de gaz fluorés	2F (p)	3,1		
Industrie de l'énergie			73,8	86 %	40 %
	Production d'électricité et chauffage urbain (4)	1A1a	50,8	85 %	
	Raffinage	1A1b	13,4	99 %	
	Transformation de CMS et autres	1A1c	3,8	94 %	
	Émissions fugitives des combustibles	1B	5,5	65 %	
	Consommation de gaz fluorés	2F (p)	0,2		
Agriculture / sylviculture			110,0	0 %	0 %
	Consommation d'énergie	1A4c	11,6		
	Sols agricoles	4D	48,8		
	Fermentation entérique	4A	29,5		
	Déjections animales	4B	19,9		
	Culture du riz	4C	0,1		
	Consommation de gaz fluorés	2F (p)	0,1		
Traitement des déchets			12,7	0%	0%
	Mise en décharge	6A	8,1		
	Incinération (5)	6C	1,8		
	Eaux usées	6B	2,4		
	Autres	6D	0,4		
Total hors UTCF			560,6	29 %	100 %

(*) Émissions sous ETS réparties entre le secteur résidentiel-tertiaire et le secteur de l'agriculture.

Source : CITEPA 2011

Faute d'avoir analysé finement les évolutions intrasectorielles, la répartition des émissions ETS et hors ETS dans les trajectoires est estimée à partir de la répartition 2005, supposée stable sur la période.

**Tableau 32 : Trajectoires d'émissions de GES de la France
(en relatif/2005)**

Évolution/2005		Part 2005	2020	2030	2040	2050
Scénario 1 - référence	TOTAL		- 16 %	- 33 %	- 55 %	- 77 %
	ETS	29 %	- 19 %	- 35 %	- 56 %	- 75 %
	hors ETS	71 %	- 165 %	- 32 %	- 54 %	- 74 %
Scénario 2	TOTAL		- 21 %	- 37 %	- 57 %	- 74 %
	ETS	29 %	- 24 %	- 39 %	- 59 %	- 75 %
	hors ETS	71 %	- 20 %	- 36 %	- 57 %	- 74 %
Scénario 3	TOTAL		- 24 %	- 41 %	- 58 %	- 74 %
	ETS	29 %	- 27 %	- 43 %	- 60 %	- 75 %
	hors ETS	71 %	- 23 %	- 40 %	- 58 %	- 74 %

Source : travaux du comité

Synthèse des résultats de modélisation

Pascale Scapecchi¹
Denis Ferrand²

Le Comité Trajectoires 2020-2050 doit fournir des éléments de réponse à trois questions :

- Quelle serait la trajectoire coût-efficace des émissions de gaz à effet de serre (GES) cohérente avec l'objectif « facteur 4 » à horizon 2050 ?
- Quels en seraient les impacts macroéconomiques ?
- Quels seraient les impacts économiques et sociaux d'un passage de l'objectif européen de réduction des émissions de GES de 20 à 25 % ou 30 % en 2020 par rapport à 1990 ?

À la demande du Comité, les équipes de modélisateurs français³ ont été sollicitées afin d'apporter des éclaircissements à ces trois questions. Leur mobilisation dans un groupe de travail qui s'est réuni à deux reprises a permis d'apporter un ensemble d'enseignements techniques synthétisés dans cette note. Compte tenu des délais impartis, il n'a pas été possible de multiplier les exercices, aussi trois simulations ont été réalisées dont les hypothèses principales peuvent être rappelées.

L'exercice porte uniquement sur la France, même si sa politique climatique est dépendante des décisions prises au niveau communautaire. Toutes les simulations retiennent un objectif de réduction des émissions de GES de 75 % en 2050 mais trois scénarios intermédiaires de politiques climatiques européennes sont considérés :

- Scénario T20 : Objectif de – 20 % par rapport à 1990 (scénario de référence) ;
- Scénario T25 : Objectif de – 25 % par rapport à 1990 ;
- Scénario T30 : Objectif de – 30 % par rapport à 1990.

Trois types de résultats sont attendus de ces travaux en lien avec les trois questions auxquelles le Comité doit répondre :

- une cohérence intersectorielle des trois trajectoires coût-efficaces ;
- une incidence de ces trajectoires sur les prix du carbone requis pour les atteindre avec efficacité ;

(1) Pascale Scapecchi, Direction générale du Trésor, Bureau Environnement et Agriculture, est membre de l'équipe de rapporteurs du Comité Trajectoires – pascale.scapecchi@dgtresor.gouv.fr

(2) Denis Ferrand, Directeur général de COE-REXECODE, a présidé le groupe de travail technique « Modélisation » du Comité Trajectoires - dferrand@coe-rexecode.fr

(3) Voir Annexe 1.

- l'analyse des impacts de ces prix sur la croissance et l'emploi suivant notamment différents modes de recyclage des revenus de la taxe et/ou de la vente des permis.

1. Quelles trajectoires « coût-efficaces » cohérentes avec les objectifs à 2020 et 2050 ?

On entend par « trajectoire coût-efficace » la trajectoire de réductions cumulées d'émissions cohérente avec les divers objectifs de réduction considérés (à 2020 et 2050) pouvant être atteinte à moindre coût pour l'économie au moyen d'un signal prix unique selon les secteurs et les pays. Il s'agit ici du coût direct d'abattement, à savoir les coûts d'investissement et d'ajustement nécessaires pour atteindre un niveau donné de réduction, sans tenir compte des bouclages macroéconomiques qui seront étudiés dans un second temps. À partir du modèle POLES, trois trajectoires « coût-efficaces » au sens précédemment défini ont été construites, correspondant aux trois scénarios retenus.

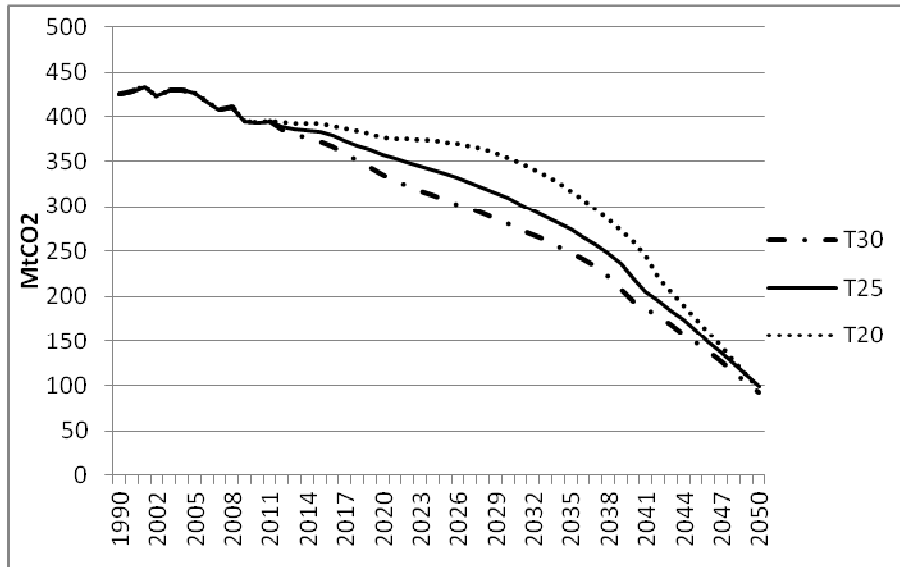
La valeur unique du carbone qui est associée à la trajectoire de réduction d'émissions coût-efficace est déterminée de la manière suivante :

- elle passe par les 3 points de passage définis pour 2020 : -20 %, -25 % et -30 % par rapport à 1990 ;
- elle est introduite en 2012 et croît à un taux de 4 % par an entre 2012 et 2020 ;
- elle croît ensuite entre 2020 et 2050 au rythme nécessaire pour atteindre l'objectif en 2050¹.

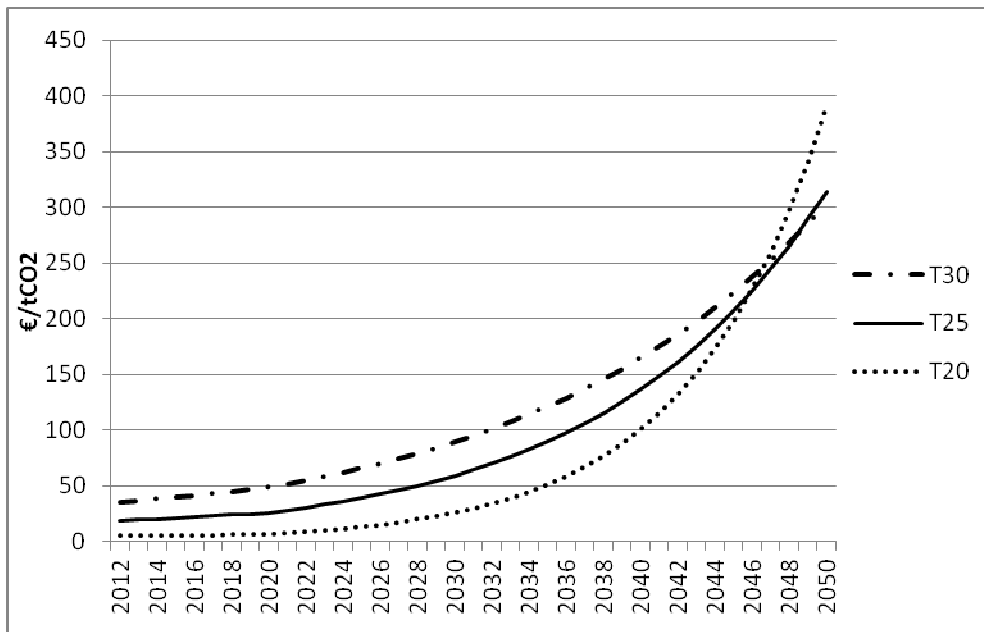
Les trajectoires d'émissions de CO₂² et de prix du carbone sont représentées respectivement dans les graphiques 43 et 44. On observe à partir du graphique 43 que les émissions de la France en 2010 sont déjà inférieures de 7 % au niveau de 1990. En revanche, on voit que la trajectoire T20 demanderait beaucoup plus d'efforts entre 2030 et 2050 que la trajectoire T30 qui propose une trajectoire d'émissions plus linéaire, bien que plus contraignante entre 2010 et 2020 que la trajectoire T20. La trajectoire T25 propose un scénario intermédiaire, avec une trajectoire d'émissions relativement linéaire mais nécessitant plus d'efforts entre 2030 et 2050 que la trajectoire T30.

(1) Ce taux de croissance dépend du point de passage en 2020. On aura donc trois taux distincts (un pour chacune des trajectoires).

(2) Seul le CO₂ d'origine énergétique est pris en compte dans les exercices de modélisation car il représente environ près des 3/4 des émissions de GES françaises.

Graphique 43 : Trajectoires coûts-efficaces des émissions, France

Source : POLES

Graphique 44 : Trajectoires des prix du carbone cohérentes avec les politiques climatiques

Source : POLES

Ces résultats obtenus avec un prix du pétrole correspondant aux prospectives de l'AIE (2010) se retrouvent dans le graphique 44 où l'on constate que la trajectoire caractérisant un objectif de réduction de -30 % en 2020 (T30) correspond à un scénario d'action précoce : la valeur du carbone est beaucoup plus élevée en 2020 par rapport aux scénarios T20 et T25, mais elle deviendrait en 2050 inférieure de 22 % à celle du scénario T20. Le scénario T20 correspond quant à lui à un scénario d'action retardée : l'effort est faible jusqu'en 2020, puis, pour récupérer cette faiblesse initiale

de l'effort, une augmentation importante des prix du carbone paraît inévitable. Cela nécessitera donc la mise en place de politiques publiques appropriées.

La valeur du carbone déterminée par chacune des trois trajectoires croît à un taux annuel de 4 % entre 2012 et 2020. En revanche, le taux annuel pour la période 2020-2050 varie selon la trajectoire et le point de passage en 2020 choisis. Ainsi, la trajectoire T30 nécessiterait une augmentation de 4 % à 6 % par an du rythme de croissance annuel moyen de la valeur du carbone entre 2020 et 2050. L'accélération devrait être encore plus marquée dans le scénario T25 avec un rythme de croissance annuel moyen de la valeur du carbone de près de 9 %, et *a fortiori* dans le scénario T20, avec un rythme de croissance annuel moyen de 14,5 %.

Ces résultats, obtenus à partir d'un modèle technico-économique (*bottom up*), sont confirmés par les conclusions de travaux réalisés à partir de modèles macroéconomiques (*top down*) comme THREEME, IMACLIM et NEMESIS. Par exemple, le modèle NEMESIS, dont l'horizon s'arrête en 2030, trouve également que la trajectoire T30¹ correspond à une évolution plus linéaire du prix du carbone, et à un effort plus homogène, alors que la trajectoire T20 demande moins d'effort dans les premières années puis une importante accélération à partir de 2020.

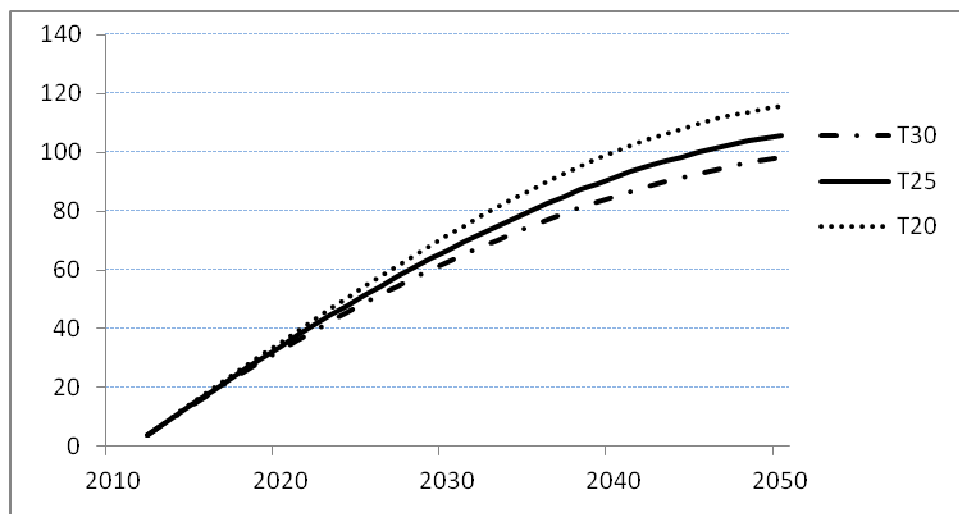
On peut enfin associer trois évaluations des coûts macro-économiques associés chacune des trois trajectoires en multipliant le prix du carbone égal par construction au coût marginal de réduction des émissions à chaque période par les quantités réduites d'année en année. Ce coût total non actualisé ressort à respectivement : 256 Md€ pour T20 ; 324 Md€ pour T25 ; et, 437 Md€ pour T30. Ces grandeurs reflètent théoriquement la somme des coûts associés à chaque trajectoire, c'est-à-dire les surcoûts d'investissement et l'ensemble des coûts de transition ou d'adaptation. Ils doivent être considérés comme des premiers ordres de grandeur très indicatifs et susceptibles d'être révisés à la lumière d'investigations supplémentaires.

Nous disposons donc de trois trajectoires de réductions d'émissions coût-efficaces. Il est cependant difficile d'arbitrer entre elles. Plusieurs critères pourraient être retenus pour aider à la détermination de la trajectoire préférable, comme par exemple un critère environnemental ; un critère d'évolution constante du prix du carbone ; et un critère économique de coût à la tonne de CO₂ évitée.

Si ce qui importe est de **limiter l'impact environnemental**, alors il convient de regarder plus attentivement les émissions cumulées associées à ces trois trajectoires. Comme le montre le graphique 45, le scénario T20 conduit à des émissions cumulées totales supérieures à celles du scénario T30 (+ 20 %). Ainsi, *d'un point de vue strictement environnemental*, la trajectoire T30 semble préférable aux deux autres trajectoires coût-efficaces d'émissions.

(1) On notera que les trajectoires T20 et T30 de NEMESIS diffèrent quelque peu des scénarios définis supra. En effet, dans tous les scénarios NEMESIS, l'effort de réduction est de - 40 % en 2030. Le modèle ne va pas au-delà de 2030 pour ces scénarios.

Graphique 45 : Émissions cumulées au niveau européen selon les trois trajectoires



Source : POLES

Si on souhaite **garantir une évolution constante du taux de croissance du prix du carbone**, de nouveau T30 semble préférable, comme le montre le tableau 33. Cette règle d'évolution du prix du carbone au cours du temps s'inspire de la règle proposée par Hotelling¹ pour l'exploitation optimale des ressources épuisables. Ce critère renvoie à un arbitrage inter-temporel : le décideur doit être indifférent entre réduire une unité supplémentaire de CO₂ aujourd'hui ou le faire demain – ces deux actions doivent avoir exactement la même valeur, ou la même utilité sociale si l'on se place du point de vue de la collectivité. Pour qu'il en soit ainsi, il faut que le prix associé à ce bien croisse dans le temps au rythme du taux d'intérêt ou encore du taux d'actualisation. Cette règle garantit que le prix actualisé d'une ressource limitée reste constant au cours du temps et n'est pas « écrasé » par l'actualisation. La règle d'Hotelling est ainsi considérée comme une règle de préservation de l'avenir².

Tableau 33 : Taux de croissance du prix du carbone

	2013-2020	2021-2050
T30	4 %	6,3 %
T25	4 %	8,7 %
T20	4 %	14,5 %

Source : POLES

Enfin, si l'on s'attache au **coût à la tonne de CO₂ évitée**, le tableau 34 souligne l'**importance du choix du taux de préférence pour le présent** : si l'on prend un taux inférieur à 1 %, alors T25 est la trajectoire qui présente les coûts à la tonne de CO₂ évitée les plus bas, alors que si l'on favorise un taux de 2 % ou plus, alors T20 apparaît comme préférable aux deux autres trajectoires de réductions d'émissions.

(1) Voir H. Hotelling (1931).

(2) Pour plus d'explication sur l'application de la règle d'Hotelling au cas des changements climatiques, voir le rapport de la Commission Quinet (2008).

Tableau 34 : Coût à la tonne de CO₂ évitée selon différents taux d'actualisation (*)

	0 %	0,5 %	1 %	2 %	4 %	6 %
T30	89	76	66	49	29	17
T25	76	65	56	41	23	13
T20	78	65	55	39	20	11

(*) On notera qu'il s'agit du taux de préférence pour le présent qui s'ajoute au taux de croissance de l'économie implicitement utilisé dans POLES. À titre de comparaison, Stern ajoute 0,1 % au taux de croissance de l'économie dans son rapport pour le Trésor britannique.

Source : calcul des auteurs

2. Le positionnement des trajectoires dans le contexte européen

On suppose ici une **valeur unique du carbone appliquée au niveau européen** qui serait cohérente avec les objectifs de réduction des émissions de GES définis pour 2020 et 2050. Ce prix du carbone se traduit par des réductions différentes entre États-membres. On concentrera ici l'analyse sur la France, l'Allemagne et le Royaume-Uni. Les trajectoires de l'UE-27 et du reste du monde sont montrés à titre illustratif. Les résultats du modèle POLES sont présentés dans le tableau 35.

On observe des points de départ de ces trajectoires très contrastés entre les pays. Plus précisément, on note que le Royaume-Uni et l'Allemagne sont déjà pratiquement à des niveaux de réductions en 2010 en deçà de 20 % par rapport à 1990. De fait, une valeur unique européenne du carbone se traduirait à l'horizon 2050 par des réductions de 77 à 78 % pour la France, contre 81 à 79 % pour le Royaume-Uni, et 86 à 84 % pour l'Allemagne. Ces écarts entre États membres s'expliquent notamment par des coûts marginaux d'abattement plus faibles en Allemagne qu'en France du fait de la différence du mix énergétique initial dans les deux pays.

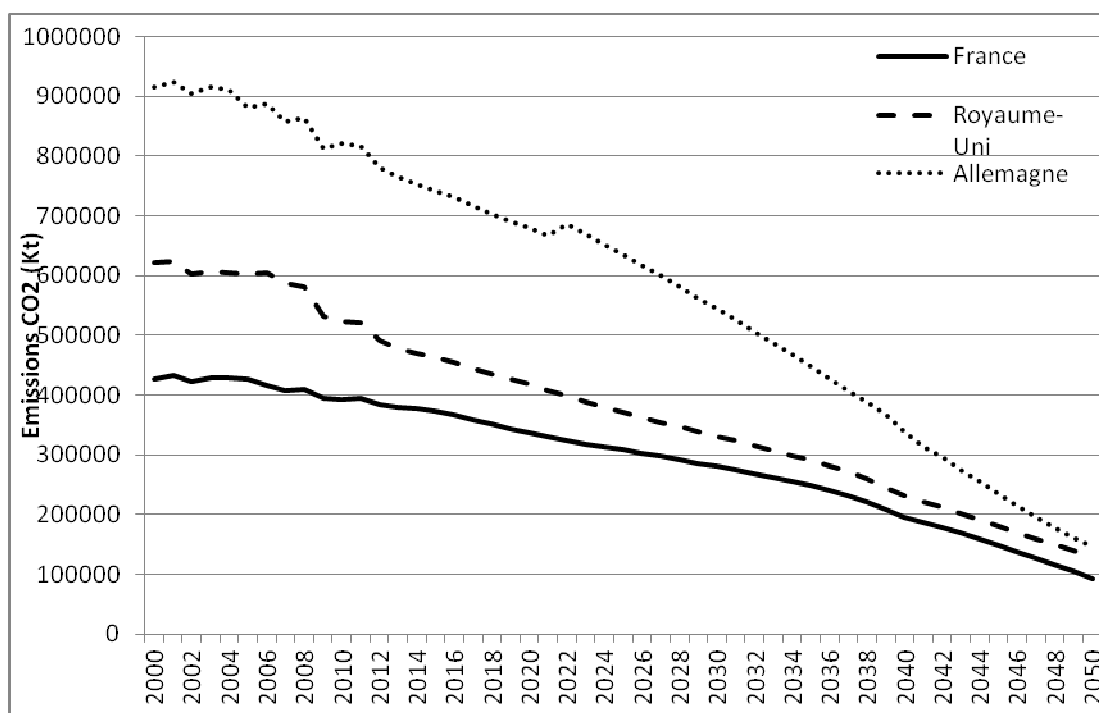
Tableau 35 : Trajectoires Europe et monde

Scénario		2020/1990	2030/1990	2040/1990	2050/1990
- 30 %	UE27	- 30 %	- 45 %	- 62 %	- 80 %
	France	- 21 %	- 34 %	- 54 %	- 78 %
	Royaume-Uni	- 42 %	- 54 %	- 68 %	- 82 %
	Allemagne	- 38 %	- 50 %	- 69 %	- 87 %
	Monde	95 %	106 %	106 %	92 %
- 25 %	UE27	- 25 %	- 40 %	- 58 %	- 80 %
	France	- 16 %	- 27 %	- 48 %	- 77 %
	Royaume-Uni	- 38 %	- 49 %	- 64 %	- 81 %
	Allemagne	- 35 %	- 46 %	- 65 %	- 86 %
	Monde	96 %	107 %	107 %	93 %
- 20 %	UE27	- 20 %	- 31 %	- 51 %	- 80 %
	France	- 11 %	- 16 %	- 39 %	- 77 %
	Royaume-Uni	- 33 %	- 41 %	- 57 %	- 81 %
	Allemagne	- 31 %	- 41 %	- 60 %	- 87 %
	Monde	98 %	109 %	109 %	93 %

Source : POLES

En revanche, des coûts **marginiaux** d'abattement plus élevés en France ne signifient pas que les coûts **totaux** d'abattement seront plus élevés en France. En effet, la quantité d'émissions à abattre doit être prise en compte pour évaluer ces derniers. Dans cet exercice illustré dans le graphique 46, on constate que l'Allemagne a beaucoup plus d'émissions à abattre que la France. Ainsi, même si la France présente un coût marginal d'abattement plus élevé que l'Allemagne, le coût total subi par la France sera moins élevé que celui subi par l'Allemagne. Cela se traduit par des trajectoires d'émissions très différentes entre les pays : alors que les émissions de l'Allemagne correspondaient au double des émissions françaises en 2000, elles n'en représentent plus que + 50 % en 2050 dans le scénario le plus contraignant.

Graphique 46 : Trajectoires d'émissions européennes dans le scénario T30



Source : POLES

3. Répartition coût-efficace de l'effort par secteur

Le modèle POLES fournit également une répartition coût-efficace des réductions d'émissions de **CO₂ énergétique** entre les secteurs nécessaire pour atteindre un objectif de -30 % d'émissions en 2020 par rapport à 1990. Cette répartition représentée dans le tableau 36 est cohérente avec l'objectif « facteur 4 » en 2050 et suggère qu'il sera nécessaire pour atteindre cet objectif de réduire fortement les émissions de CO₂ dans l'ensemble de l'économie. On observe plus particulièrement une forte décarbonation de l'électricité et des réductions importantes dans l'industrie et le résidentiel-tertiaire. Elle serait moindre dans le secteur des transports.

Tableau 36 : Répartition sectorielle coût-efficace des réductions d'émissions de CO₂ cohérente avec un objectif de réduction de 30 % en 2020

Évolution/à 2000	2020	2030	2050
Électricité	- 37 %	- 59 %	- 95 %
Industrie	- 36 %	- 44 %	- 84 %
Transports	- 5 %	- 15 %	- 56 %
Résidentiel tertiaire et agriculture	- 20 %	- 40 %	- 77 %
Total	- 19 %	- 33 %	- 78 %

Source : POLES

Ces résultats ne peuvent être directement comparés avec ceux du modèle IMACLIM qui propose une répartition sectorielle des réductions de 30 % en 2020 et de 75 % en 2050 des émissions de CO₂ énergétique (voir tableau 37).

Tableau 37 : Répartition sectorielle d'un effort de réduction de - 30 % en 2020 et de - 75 % en 2050 par rapport à 2005

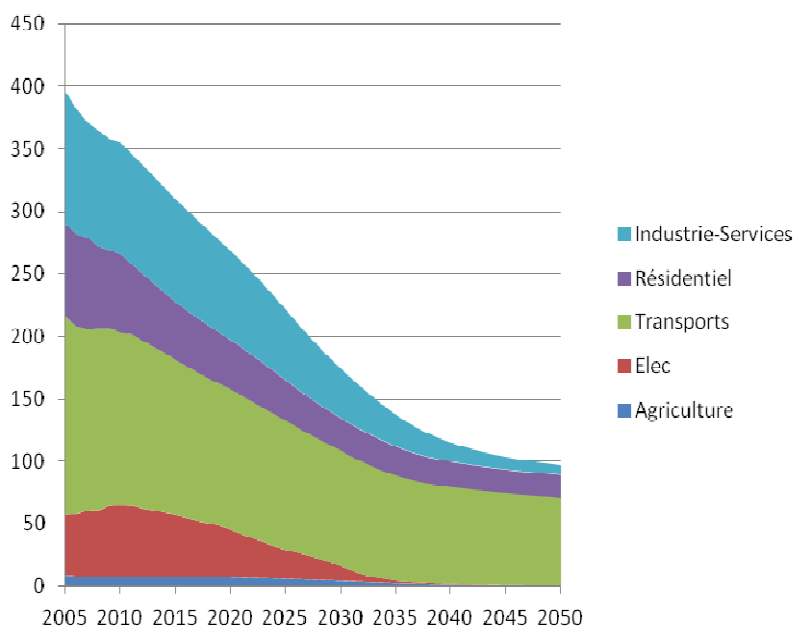
	2020	2050
Agriculture	- 19,9 %	- 92,6 %
Électricité	- 21,8 %	- 100 %
Transports	- 28,5 %	- 55,3 %
Résidentiel	- 47,6 %	- 75,6 %
Industrie et services	- 32,5 %	- 93 %

Source : IMACLIM

Cette répartition suppose une décarbonation complète du secteur électrique ainsi que des contributions massives du secteur résidentiel et de l'industrie. On constate que ces potentiels de réduction sont très proches de ceux proposés par la feuille de route européenne ainsi que des trajectoires que le Comité a déterminé à partir des séances sectorielles, des dires d'experts et d'une revue de la littérature (voir chapitre 3). La forte réduction des émissions du secteur des transports en 2020 est notamment due à une action précoce dans des politiques visant à réduire l'usage de la route au profit des modes collectifs (e.g. urbanisme, transports en commun et transfert modal). En revanche à long terme, ce secteur bute sur la contrainte de non-substituabilité du pétrole dans les déplacements.

L'évolution de la contribution de chacun des secteurs à l'atteinte de l'objectif facteur 4 telle qu'évaluée par le modèle IMACLIM est représentée dans le graphique 47.

Graphique 47 : Contribution de chaque secteur entre 2005 et 2050



Source : IMACLIM

NEMESIS fournit également un éclairage sectoriel pour un objectif de réduction des émissions de CO₂ énergétique de -30 % en 2020 et de -40 % en 2030 (voir tableau 38).

Tableau 38 : Répartition sectorielle d'efforts de réduction de -30 % en 2020 et de -40% en 2030

	2020	2030
Agriculture	- 7,4 %	- 20,3 %
Énergie	- 42,6 %	- 60,9 %
Transports	- 7 %	- 30,7 %
Résidentiel-tertiaire	- 19,7 %	- 40,8 %
Industrie	- 25,5 %	- 41,6 %

Source : NEMESIS

D'après NEMESIS, d'ici 2030 le secteur de l'énergie fournira l'effort relatif le plus important à la baisse des émissions de CO₂, suivi de l'industrie et du secteur résidentiel-tertiaire. NEMESIS n'anticipe pas un effort important dans l'agriculture et les transports à horizon 2030. On remarque que leurs réductions respectives en 2030 estimées par NEMESIS sont proches des niveaux qu'IMACLIM attend d'eux en 2020.

Les résultats fournis par les trois modèles ne sont pas directement comparables d'une part en raison des spécificités inhérentes aux modèles et à leurs hypothèses sous-jacentes ; et d'autre part, en raison de répartitions sectorielles différentes (e.g. l'énergie a une couverture qui va au-delà de la seule électricité ; POLES ne distingue pas l'agriculture des autres secteurs). Ils témoignent cependant (i) de la capacité des secteurs à réduire davantage leurs émissions de CO₂ et ce d'ici 2020, et (ii) de l'hétérogénéité des secteurs dans leur contribution à la baisse des émissions de CO₂. On ne peut donc pas attendre un effort de réduction homogène entre les secteurs. Au final, on constate que les répartitions sectorielles fournies par l'approche *top down*

sous-jacente de ces modèles sont généralement conformes aux enseignements tirés de l'exercice *bottom up*.

4. Les incidences sectorielles d'un relèvement de l'objectif européen à 2020

4.1. Les secteurs soumis aux quotas d'émission

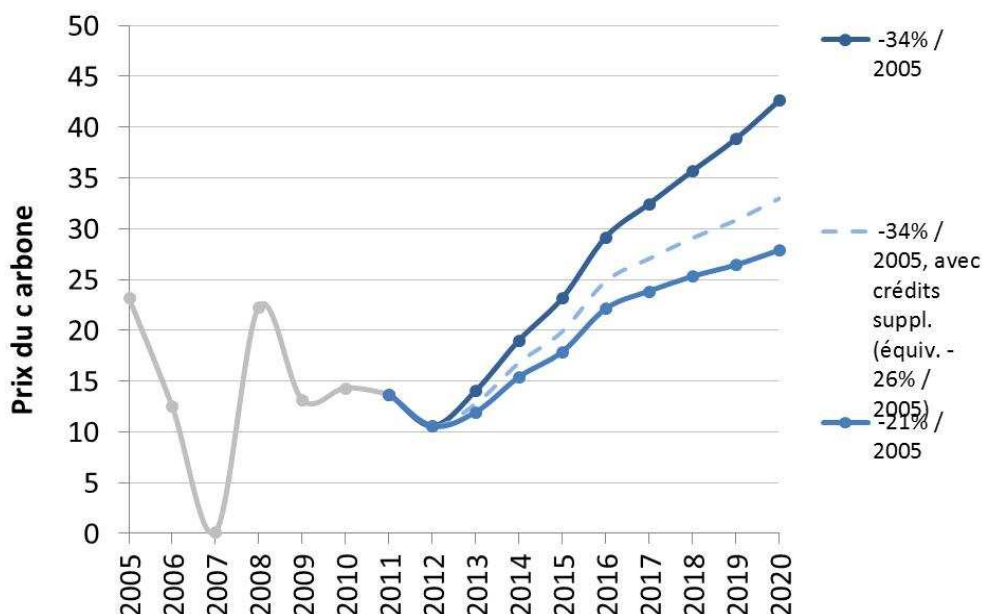
Les travaux de la Commission européenne ont souligné que le passage à un objectif de réduction de - 30 % des émissions européennes en 2020 pourrait se traduire, par une réduction de - 34 % sur le secteur ETS (soumis aux quotas d'émission) par rapport à 2005 (contre - 21 % avec une trajectoire de réduction d'émissions à - 20 %) et de - 16 % sur le secteur hors ETS (contre - 10 % aujourd'hui) *en cas d'efforts uniquement domestiques*. L'objectif de réduction ETS pourrait être simplement de - 26 % dans le cas où les mécanismes de flexibilité pourraient représenter 5 % des efforts de réduction.

Avec une hypothèse de croissance économique médiane¹, les travaux issus du modèle ZEPHYR-FLEX de la Chaire économie-climat montrent un passage du prix d'équilibre du quota de 28 €/tCO₂ à 33 €/tCO₂ et près de 43 €/tCO₂ en 2020 en cas de relèvement de l'objectif ETS de respectivement 26 % et 34 % par rapport à 2005 (*voir graphique 48*).

Les travaux de la Commission présentés en mai 2010 faisaient état d'un passage du prix du CO₂ à 2020 de 16 euros pour une réduction de 20 % des émissions de l'UE-27 à 2020 à 30 euros pour une réduction de 30 % (avec ou sans mécanismes de flexibilité). Le prix anticipé par ZEPHYR est donc plus élevé que dans l'analyse de la Commission mais prend mieux en compte les phénomènes propres au marché ETS.

(1) Ce scénario suppose une croissance annuelle du PIB de l'UE-25 plus faible qu'avant la crise, à savoir 2 %/an.

Graphique 48 : Impact d'un relèvement de l'objectif sur le prix du carbone



Source : ZEPHYR

On constate également que l'autorisation de recourir aux mécanismes de flexibilité réduit le prix du quota d'environ 20 %. Les modèles NEMESIS et GEMINI-E3 ont également étudié les enjeux associés aux mécanismes de flexibilité.

NEMESIS a modélisé les scénarios T20 et T30 en prenant en compte les règles du paquet énergie-climat qui permettent aux États membres (EM) de restituer une certaine quantité limitée de crédits internationaux pour leur conformité. À partir de ces résultats, on peut donc évaluer l'impact des mécanismes de flexibilité sur l'atteinte de l'objectif.

Le fait de pouvoir restituer des crédits internationaux réduit la contrainte pour les EM. Ainsi, avec des mécanismes de flexibilité (ici uniquement du MDP), l'objectif de réduction de 20 % en 2020 est atteint facilement : les EM n'ont pas besoin de mettre en place de taxe carbone sur les secteurs non-ETS. En revanche, un renforcement de l'objectif à -30 % ne permettant pas de surcroît le recours aux mécanismes de flexibilité nécessite de réduire davantage les émissions (-17% contre -5 % pour un scénario -20 %) et donc la mise en place d'une taxe carbone.

De même, en ce qui concerne la France, NEMESIS montre qu'avec le MDP, celle-ci atteint facilement son objectif hors-ETS. En revanche, sans MDP, elle devra fournir un effort supplémentaire de réduction de l'ordre de 3 à 4 % ; elle aura pour cela besoin de mettre en place une taxe carbone.

On voit clairement que les mécanismes de flexibilité jouent un rôle important dans l'atteinte des objectifs et dans le poids de la contrainte carbone imposée à chaque pays, notamment dans le cadre du partage de l'effort tel que défini par le paquet énergie-climat sur les secteurs non-ETS.

Les résultats de GEMINI-E3 montrent également que, non seulement les mécanismes de flexibilité réduisent le coût d'abattement mais que, dans le cas de l'UE et de sa répartition de l'effort sur les secteurs hors-ETS, ils compensent l'allocation inefficace et permettent donc de se rapprocher de l'efficacité économique.

4.2. Les incidences d'un relèvement de l'objectif européen à 2020 sur les secteurs non soumis aux quotas d'émission

Le modèle NEMESIS apporte des éclairages sur l'impact d'un renforcement de l'objectif climatique européen sur les secteurs hors-ETS (non soumis aux quotas d'émission) pour la France et l'ensemble de l'Europe. Ce scénario permet d'apprécier la réalisation des objectifs – 20 % (T20 PCE) et – 30 % (T30 PCE) en 2020 avec un objectif de – 40 % en 2030 en tenant compte des règles définies dans le paquet énergie-climat. En supposant une application des règles actuelles du partage de l'effort¹ telles que définies dans le paquet énergie-climat à laquelle est ajouté un renforcement de l'objectif de 10 % (soit un objectif global hors-ETS de – 20 % en 2020 par rapport à 2005), un passage à – 30 % se traduirait par un objectif national français de réduction des émissions hors-ETS de 24 % en 2020 par rapport à 2005.

Dans un scénario T20 PCE, et compte tenu du contexte macroéconomique et de la structure énergétique de chaque État membre, seuls 7 pays auraient besoin de mettre en place des mesures supplémentaires relativement au scénario de référence. Cette contrainte supplémentaire est représentée dans le modèle par une valeur tutélaire du CO₂ s'appliquant à l'ensemble du secteur hors-ETS (compte tenu de la possibilité d'utiliser des mécanismes de flexibilité sur le secteur non-ETS dans la limite d'un plafond de 3 % des engagements). Dans ce cadre, la France se trouve non contrainte dans le scénario de référence (*i.e.* continuité de la situation actuelle sans mise en place de nouvelles mesures) qui prévoit une réduction des émissions de ce secteur de 13 % entre 2005 et 2020. Il n'est donc pas nécessaire qu'elle prenne des mesures supplémentaires et le prix du carbone associé à ce scénario est nul (tableau 39).

Dans le cas d'un passage à – 30 %, 14 États membres doivent mettre en place une tarification carbone pour atteindre leur objectif national. La valeur carbone hors-ETS varie de 6 €/tCO₂ en Lituanie à 134 €/tCO₂ au Luxembourg, avec une valeur de 28 €/tCO₂ en France.

Tableau 39 : Prix du CO₂ en 2020 sur les secteurs hors-ETS selon deux objectifs de réduction des émissions de GES (€/tCO₂)

€/tCO ₂	– 20%	– 30%
Autriche	53	107
Belgique	0	20
Allemagne	0	42
Danemark	17	72
Espagne	41	82
Finlande	0	34
France	0	28
Irlande	0	8

(1) *i.e.* « *burden sharing* ».

€/tCO ₂	- 20%	- 30%
Italie	0	6
Lituanie	0	6
Luxembourg	78	134
Pays-Bas	68	118
Pologne	0	0
Portugal	0	0
Suède	0	0
Slovénie	0	24
Slovaquie	58	118
Royaume-Uni	0	0

Source : NEMESIS

Les résultats du modèle montrent que la réalisation d'un objectif de réduction des émissions plus contraignant passe par la mise en place d'instruments économiques spécifiques. Le coût total en 2020 associé au passage d'un objectif de - 20 % à un objectif de - 30 % est évalué à près de 1,1 Md€ dans le modèle NEMESIS.

5. Les rétroactions macroéconomiques

L'enjeu de l'unicité du prix du carbone

Une tarification du carbone appliquée à l'ensemble des secteurs économiques permet de révéler le prix implicite des émissions de carbone qui ne sont pas prises en compte par les secteurs ou agents économiques émetteurs. Ce faisant, cela incite les agents économiques à modifier leurs comportements et à s'orienter vers des modes de consommation et de production sobres en carbone. Le signal-prix va donc entraîner des niveaux d'émission tributaires des substitutions possibles qui dépendent des élasticités prix et revenus (effet d'efficacité). En appliquant une valeur unique du carbone à travers l'économie, la tarification du carbone permet d'égaliser les coûts marginaux d'abattement entre les secteurs. Cela résulte de fait en une répartition coût-efficace du partage de l'effort entre les secteurs : les efforts sont faits là où ils sont le moins coûteux.

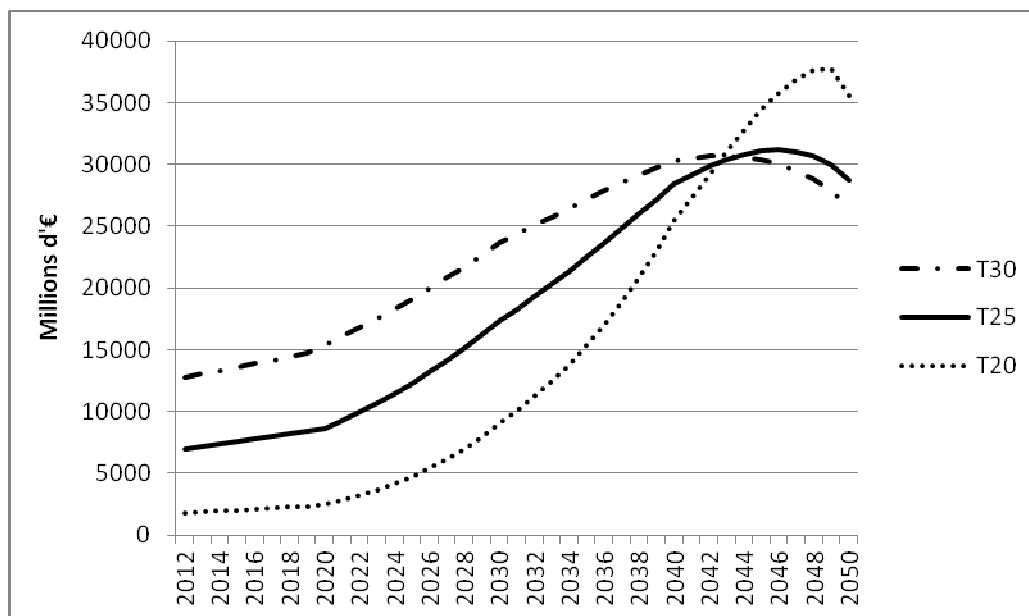
L'approche optimale, au sens économique du terme, consiste à mettre en place un instrument qui révèle un prix du carbone unique à l'ensemble des secteurs. En cas de renforcement de l'objectif climatique (*i.e.* passage à - 30 %), le modèle NEMESIS montre que l'instauration d'un prix unique du carbone résulte, en 2020, en un prix moins élevé que celui observé dans les scénarios T20 PCE et T30 PCE où deux prix du carbone coexistent (*i.e.* un prix sur l'ETS et un prix sur le hors-ETS).

L'enjeu du recyclage des produits des enchères et de la taxe carbone

La mise en place d'une taxe carbone va générer des revenus au cours du temps qui se calculent comme le produit du prix du carbone (déterminé à partir de l'objectif de réduction qui est fixé) et du volume d'émissions (déterminé également selon l'objectif de réduction). Le graphique 49 représente les gains possibles de trois niveaux de taxe carbone depuis sa mise en place (supposée en 2012) jusqu'en 2050. On observe que les revenus attendus d'une trajectoire T30 atteignent leur sommet plus tôt que les autres trajectoires, ce qui s'explique notamment par un prix du carbone associé avec cette trajectoire d'émissions plus élevé. Les revenus décroissent ensuite lorsque l'on

se rapproche de l'objectif et que la taxe atteint des niveaux de plus en plus élevés. Le point de retournement est atteint plus tôt dans le cas d'une trajectoire compatible avec l'objectif - 30 % où l'impact de la baisse des émissions l'emporte sur le relèvement du prix du carbone un peu avant 2040.

Graphique 49 : Revenus potentiels de la taxe carbone



Source : MESANGE

La mise en place d'une taxe carbone conçue selon ces trajectoires de prix pourrait ainsi générer des revenus cumulés sur la période 2012-2050 compris entre 578 Md€ (pour T20) et 891 Md€ (pour T30). La manière d'utiliser ces revenus constitue dès lors un enjeu économique majeur.

Le recyclage des revenus des enchères et de la taxe carbone peut permettre, si le recyclage est fait efficacement, de générer de la croissance économique. Pour cela, la littérature économique standard recommande d'utiliser les revenus pour réduire les prélèvements existants qui ont un effet distorsif (notamment dépressif) sur l'économie, comme par exemple les taxes pesant sur les coûts des facteurs de production.

Les équipes de modélisation ont évalué l'impact des scénarios de recyclage suivants¹ :

- les revenus ne sont pas redistribués dans l'économie (et sont donc implicitement utilisés pour réduire la dette publique) ;
- les revenus sont intégralement redistribués aux entreprises et aux ménages sous forme d'une baisse des cotisations sociales ;
- les revenus sont intégralement utilisés pour financer de la R & D.

Le modèle MESANGE a évalué l'impact macroéconomique de la trajectoire coût-efficace de prix du carbone déterminée par le modèle POLES (*voir section 1*). Les résultats sont reportés dans le tableau 40. On voit clairement que la mise en place de

(1) On notera que ces variantes pures n'ont pas forcément pu être simulées par les modèles.

la taxe sur le carbone, sans recyclage et avec un objectif en 2020 de – 30 %, conduirait à une baisse significative de l'activité économique, de l'ordre de 0,5 point de PIB par rapport à un compte central. Le recyclage permet de limiter les pertes de PIB dès 2020 (*i.e.* à court terme), et ce d'autant que l'effort est important.

Tableau 40 : Impacts macroéconomiques d'une taxe carbone selon différents scénarios climatiques et modes de recyclage des revenus de la taxe

	2020			2030			2050		
	SR*	CS*	CS+CIR*	SR*	CS*	CS+CIR*	SR*	CS*	CS+CIR*
T30									
PIB, en %	- 0,45	0,37	0,59	- 0,56	0,63	0,97	- 0,37	0,82	1,19
Emploi, en millier	- 78	106	125	- 95	152	155	-55	159	164
T25									
PIB, en %	- 0,25	0,21	0,42	- 0,41	0,40	0,74	- 0,44	0,76	1,13
Emploi, en millier	- 44	59	78	- 72	104	106	- 70	157	162
T20									
PIB, en %	- 0,07	0,06	0,28	- 0,20	0,15	0,49	- 0,58	0,70	1,06
Emploi, en millier	- 12	16	38	- 37	45	48	- 99	163	168

Source : MESANGE

* : SR : sans recyclage (le revenu de la taxe n'est pas utilisée pour réduire la dette) ; CS : baisse uniforme des cotisations sociales employeurs ; CS + CIR : baisse uniforme des cotisations sociales employeurs et renforcement du CIR.

L'impact macroéconomique d'un recyclage sous forme de baisse de cotisations sociales employeurs

Lorsque la taxe est recyclée en un allègement des cotisations sociales employeurs (cas « CS » dans le tableau 40), l'impact macroéconomique est positif dès la deuxième année. En effet la taxe sur l'énergie est une taxe moins distorsive que les prélèvements sur le facteur travail car elle pèse sur un bien largement importé et pour lequel il existe des possibilités de substitution. La baisse des cotisations sociales employeurs se traduit par une baisse du coût du travail pour les entreprises, ce qui stimule l'emploi et ralentit l'inflation. La baisse des coûts de production permet de renforcer la compétitivité prix des entreprises françaises et d'augmenter l'activité. L'impact de cette mesure est apprécié sans prendre en compte les choix d'affectation du produit de la taxe effectuée par les autres pays européens concurrents, l'effet positif attendu pourrait ainsi être limité si les pays concurrents de la France faisaient un choix d'affectation identique. Modifier la composition (mais pas le niveau) des recettes publiques en faveur de ce type de taxe est donc bénéfique à l'économie. La mise en place de la taxe recyclée en une baisse des cotisations sociales employeurs permet un surcroît d'activité et d'emploi à long terme.

Cette analyse se retrouve également dans les résultats des modèles NEMESIS et THREEME. En revanche, on notera que dans le modèle IMACLIM, le recyclage sous forme de baisse des charges du travail ne permet pas de compenser l'impact négatif sur l'activité économique de la mise en place d'une taxe carbone : des pertes de PIB

subsistent (comprise en 2020 entre - 0,5 % pour un objectif de réduction de 20 % et - 2 % pour un objectif de réduction de 30 %). Cela peut s'expliquer notamment par le fait qu'IMACLIM prend en compte beaucoup plus de rigidités technico-économiques que ne le font les autres modèles. Le double dividende n'apparaît donc pas dans IMACLIM, même si l'on observe que le recyclage atténue les pertes de PIB.

L'impact macroéconomique d'un recyclage sous forme d'encouragement à la diffusion de l'innovation et à la R & D

Les recettes de la taxe sur le carbone peuvent également être partiellement recyclées sous la forme d'un renforcement des efforts de recherche, notamment sous la forme d'un encouragement du crédit d'impôt recherche (CIR), qui soutient, entre autres, l'innovation verte. Le coût budgétaire du CIR en 2008 était égal à 0,23 point de PIB ; l'affectation des recettes de la taxe sur le carbone au seul renforcement du CIR conduirait au minimum à un quadruplement de son enveloppe, ce qui se heurterait à des goulots d'étranglement. Le modèle MESANGE a considéré l'hypothèse d'un recyclage partiel en un renforcement de 50 % du CIR par rapport à son montant actuel, c'est-à-dire de 0,12 point de PIB la première année¹, le reste des recettes de la taxe carbone étant affecté à la baisse des cotisations sociales employeurs. MESANGE suppose que le surcroît de CIR a un effet incitatif additif et qu'il vient s'ajouter, et non se substituer aux dépenses de R & D qui auraient été engagées par les entreprises en l'absence de la mesure. Ceci constitue une hypothèse forte car un renforcement du CIR au-delà de son niveau actuel risque d'induire d'importants effets d'aubaine et une substitution partielle du financement public de la R & D aux dépenses privées. Les effets macroéconomiques sur l'activité et l'emploi d'un renforcement du CIR pourraient donc être surestimés par MESANGE.

Sous cette hypothèse d'effet additif, MESANGE indique que le recyclage de la taxe sur le carbone a un impact positif sur l'activité et l'emploi, encore supérieur à celui d'un recyclage exclusif en une baisse des cotisations sociales employeurs. Les dépenses de R & D accroissent et renouvellent le stock de connaissance dans l'économie. L'augmentation du stock de R & D permet d'augmenter à la fois le niveau de la productivité et le niveau de qualité des biens, renforçant ainsi le niveau d'activité potentielle. À plus court terme, le renforcement du CIR conduit à une hausse de l'activité à travers un renforcement des postes de demande, l'augmentation des dépenses de R & D se traduisant à la fois par une hausse de la demande de travail dans le domaine de la recherche et par une hausse de l'investissement privé. Dès 2020, les effets des dépenses en R & D arrivent à maturité et, couplées à une baisse des cotisations sociales employeurs, ces dépenses exercent un impact fortement positif sur l'activité et l'emploi. Cet effet semble l'emporter sur l'effet inverse, consistant à réduire les postes de travail suite à la hausse de productivité sous l'effet de la R & D (informatisation, robotisation, mécanisation, *etc.*). Ainsi en 2050 l'activité et l'emploi sont largement supérieurs à leur niveau respectif dans le scénario de référence.

L'ampleur des effets dépend du montant de la taxe considérée : plus l'objectif intermédiaire de réduction d'émissions en 2020 est contraignant, plus le montant de la taxe est important et plus l'effet bénéfique total est important, notamment à court comme à long terme, selon les résultats du modèle MESANGE.

(1) En raison des effets cumulatifs du CIR, le montant de son renforcement se stabilise à partir de 2017 à 0,17 point de PIB.

Des combinaisons des modes de recyclage considérés ont également été testées par d'autres équipes. L'équipe NEMESIS a considéré deux scénarios de recyclage : un premier cas où les revenus des permis et de la taxe carbone ne sont pas redistribués et servent à réduire les dettes publiques¹ et un second cas, où ces revenus sont utilisés d'une part pour subventionner la R & D (à concurrence d'un maximum de 33 % de la R & D privée)² et d'autre part pour réduire les cotisations sociales³. On suppose ici que les revenus de la taxe payée par les ménages leur sont redistribués intégralement par un crédit d'impôt (impôt générique).

Les résultats obtenus par NEMESIS sont similaires à ceux obtenus par MESANGE et suggèrent que (1) le recyclage réduit l'impact négatif d'une contrainte carbone sur le PIB, et ce d'autant que la contrainte est élevée ; (2) le recyclage permet de créer de l'emploi ; (3) le recyclage combinant cotisations sociales et soutien à la R & D est le plus efficace et résulte en un impact positif fort sur le PIB et l'emploi, et ce d'autant que l'objectif est élevé. Ces conclusions soutiennent la théorie du double dividende et se retrouvent également dans les résultats obtenus par THREEME. Dans IMACLIM, comme nous l'avons exprimé plus haut, il n'y a pas de double dividende : le recyclage du produit de la taxe limite l'effet récessif de la mise en place d'une taxe carbone mais ne le compense pas complètement.

On sait que le recours aux technologies sobres en carbone est un déterminant clé de l'atteinte des objectifs climatiques, qu'ils soient fixés au niveau national, régional ou international. Cela passe donc par les politiques d'innovation qui sont à même de faciliter le développement, le déploiement et la diffusion des technologies vertes. Le soutien public à la R & D peut donc être significatif.

Les exercices de modélisation réalisés pour le Comité permettent d'éclairer certains aspects de cette question car certains d'entre eux (NEMESIS et IMACLIM) modélisent le progrès technique de manière endogène. Cela signifie d'une part que le progrès technique réagit aux politiques et mesures mises en place pour limiter les impacts du changement climatique (notamment celles qui agissent sur le prix des énergies, comme le ferait une taxe carbone), et d'autre part, que les agents ne sont plus limités aux choix de substitution et peuvent désormais réagir en termes de choix de progrès technique (innovations de procédés ou de produits, développement du capital humain, *etc.*).

La manière d'envisager le progrès technique peut avoir des conséquences significatives sur l'analyse de l'efficacité d'une politique climatique. Si le progrès technique est considéré comme exogène (*i.e.* indépendant des conditions économiques qui prévalent), les résultats tendront à recommander d'attendre l'avènement de technologies futures plus efficaces avant de mettre en place la politique considérée. Si, à l'inverse, le progrès technique est considéré comme endogène, les estimations inciteront à la mise en place de la politique afin de stimuler et diffuser les technologies permettant d'atteindre l'objectif environnemental fixé.

(1) Il est à noter que dans le cas d'une réduction des dettes publiques, aucun « effet retour » n'est pris en compte, notamment *via* les taux d'intérêt or il est admissible qu'une réduction de la dette publique pourrait avoir un effet positif sur les taux d'intérêt et donc sur la charge de la dette.

(2) Dans ce cas, aucun effet de levier de la subvention à la R & D n'est supposé, ce qui constitue une hypothèse conservatrice forte.

(3) La réduction des cotisations sociales employeurs est mise en œuvre uniquement lorsque la redistribution *via* une subvention à la R & D a atteint son maximum.

Dans NEMESIS, le progrès technique est directement lié aux dépenses de R & D qui se traduisent par des innovations en termes de productivité et de qualité ; le modèle inclut des délais entre les efforts de R & D et la concrétisation par des innovations, de l'ordre de trois à six ans. Dans IMACLIM, le progrès technique dépend de l'apprentissage, et donc des interactions entre les variations des prix relatifs et les investissements cumulés. L'effet d'apprentissage et les mécanismes de R & D sont des facteurs qui contribuent à la définition d'un progrès technique endogène.

Les résultats obtenus par MESANGE et NEMESIS (*voir supra et infra*) sont plutôt favorables à un recyclage du produit de la taxe sous forme de soutien à la R & D qui affecte positivement la compétitivité, la croissance et l'emploi. Ainsi, d'après ces deux modèles, les aides à la R & D devraient être plus importantes en raison notamment des externalités positives qui augmentent la productivité sociale de ce facteur.

6. La boucle croissance-marché du travail-emploi

Dans le premier jeu de simulation réalisé par MESANGE, les recettes de la taxe sur le carbone ne sont pas recyclées. En augmentant le prix des produits carbonés, la taxe pèse sur le pouvoir d'achat du revenu des ménages qui diminuent leur consommation et se tournent vers d'autres biens et services. Les entreprises réduisent également leur demande en consommations intermédiaires énergétiques. À court et moyen terme, la taxe a un effet récessif : le PIB est inférieur de 0,45 % au scénario de référence sans taxe carbone et l'emploi perd 78 000 postes en 2020 pour le scénario de réduction T30 (*voir tableau 41*). La taxe portant sur des biens en partie importés (le pétrole par exemple), elle diminue parallèlement la dépendance de l'économie française vis-à-vis du reste du monde, améliore la balance commerciale et, *via* les effets de substitution, incite les ménages à davantage consommer des biens produits localement, ce qui tempère les effets négatifs sur l'activité et l'emploi. Ainsi en 2050, l'activité n'est inférieure que de 0,37 % au scénario de référence et l'emploi de 55 000 postes pour le scénario T30¹.

(1) Le fait que l'impact sur le PIB soit moindre, en l'absence de recyclage, en 2050 qu'en 2030 peut s'expliquer en partie par le fait que les recettes de la taxe diminuent nettement du fait d'une baisse des émissions.

Tableau 41 : Impacts macroéconomiques de la mise en place d'une taxe carbone selon différentes trajectoires de réduction d'émissions

	2020			2030			2050		
	SR	CS	CS+CIR	SR	CS	CS+CIR	SR	CS	CS+CIR
T30									
Montant de la taxe, en point de PIB	0,75			0,95			0,72		
Baisse des cotisations sociales, en point de PIB	-	0,75	0,58	-	0,95	0,78	-	0,72	0,55
Montant du renforcement du CIR	-	-	0,17	-	-	0,17	-	-	0,17
PIB, en %	- 0,45	0,37	0,59	- 0,56	0,63	0,97	- 0,37	0,82	1,19
Emploi, en millier	- 78	106	125	- 95	152	155	- 55	159	164
T25									
Montant de la taxe, en point de PIB	0,43			0,70			0,79		
Baisse des cotisations sociales, en point de PIB	-	0,43	0,26	-	0,70	0,52	-	0,79	0,62
Montant du renforcement du CIR	-	-	0,17	-	-	0,17	-	-	0,17
PIB, en %	- 0,25	0,21	0,42	- 0,41	0,4	0,74	- 0,44	0,76	1,13
Emploi, en millier	- 44	59	78	- 72	104	106	70	157	162
T20									
Montant de la taxe, en point de PIB	0,12			0,35			0,97		
Baisse des cotisations sociales, en point de PIB	-	0,12	0*	-	0,35	0,18	-	0,97	0,80
Montant du renforcement du CIR	-	-	0,17	-	-	0,17	-	-	0,17
PIB, en %	- 0,07	0,06	0,28	- 0,2	0,15	0,49	- 0,58	0,7	1,06
Emploi, en millier	- 12	16	38	- 37	45	48	- 99	163	168

(*) Jusqu'en 2022, pour la variante - 20 %, le montant du renforcement du CIR est supérieur aux recettes de la taxe sur le carbone. Afin de conserver un équilibre budgétaire année après année, l'ensemble des prélèvements obligatoires sont relevés du montant égal au solde entre les recettes de la taxe sur le carbone et le coût du renforcement du CIR.

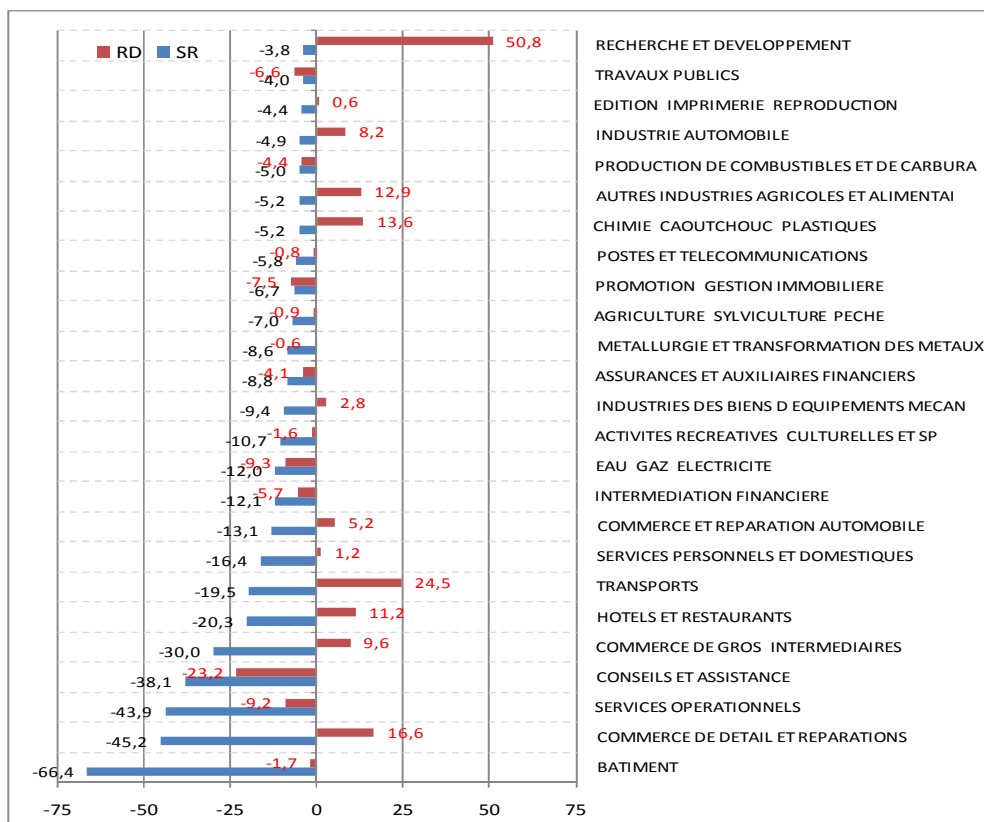
Source : MESANGE

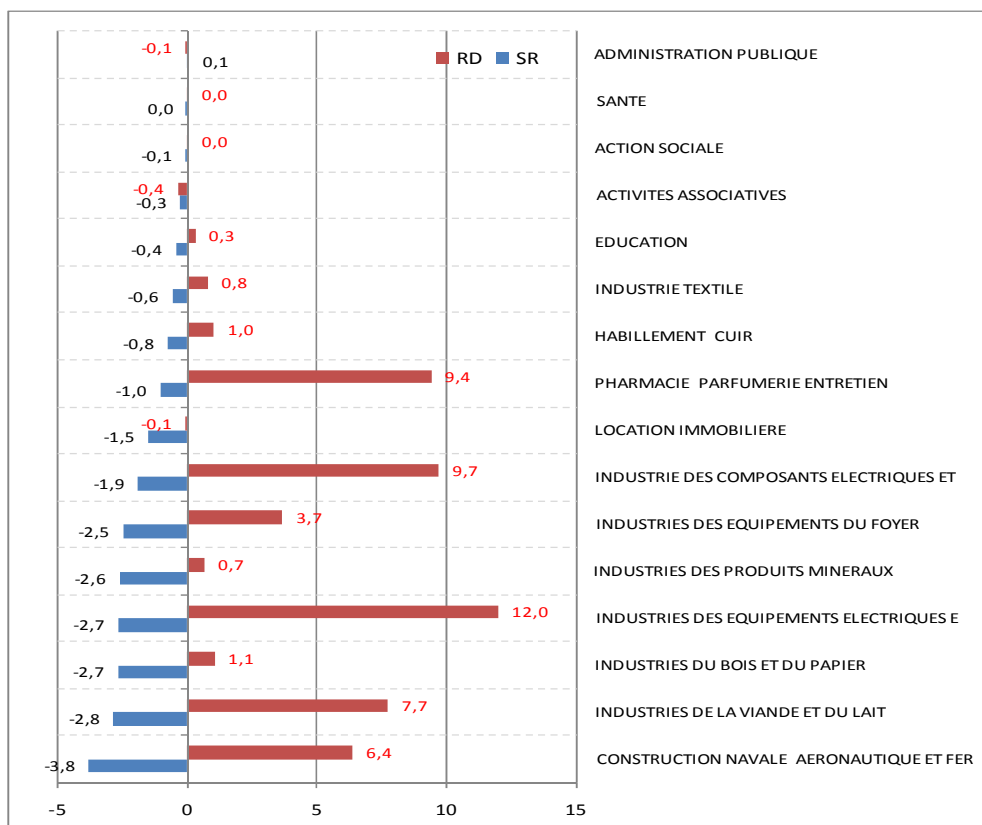
Lorsque la taxe est recyclée en un allègement des cotisations sociales employeurs, cela se traduit par un surcroît d'activité et d'emploi de respectivement de 0,82 % et de 159 000 postes en 2050 pour le scénario T30. Un recyclage des revenus de la taxe par un renforcement du CIR et une baisse des cotisations sociales a un effet encore plus positif sur l'activité économique et l'emploi : en 2050 l'activité est supérieure de 1,19 % à la situation de référence et l'emploi de 164 000 postes pour le scénario - 30 % en 2020.

NEMESIS obtient des résultats similaires. En l'absence de recyclage des revenus d'une taxe carbone ou du produit des enchères, une taxe carbone a un effet nettement récessif sur l'activité économique et sur l'emploi : le scénario T30 anticipe une baisse du PIB de 0,6% en 2020, accompagnée d'une perte de 133 000 emplois. En 2030, ce scénario serait encore plus régressif, occasionnant une baisse du PIB de 1,7 % et une perte de plus de 400 000 emplois. Le recyclage permet de limiter les effets récessifs liés à la mise en place d'une nouvelle fiscalité. En 2020, le scénario T20 avec recyclage a un effet quasi nul sur le PIB et un effet positif sur l'emploi, tandis que le scénario T30 pourrait accroître le PIB de 0,4 % par rapport au scénario de référence et générer la création de 110 000 emplois.

Les études plus fines conduites par le Comité ont montré la complexité du passage de la vision macroéconomique à la réalité du marché du travail avec ses rigidités et les enjeux des reconversions professionnelles. NEMESIS apporte en la matière un éclairage complémentaire en tentant de détailler les gains et les pertes d'emplois secteur par secteur associés au mode de recyclage du produit de la taxe carbone. Ainsi, en 2020, 50 000 emplois seraient créés dans la recherche si les revenus de la taxe sont recyclés vers une baisse des cotisations sociales et de la R & D (*voir graphiques 50*). Ce mode de recyclage limiterait également les destructions d'emploi dans l'ensemble des secteurs en 2020 par rapport à un scénario sans recyclage des revenus, avec toutefois une forte baisse de l'emploi dans les secteurs de l'énergie (comprise entre - 10 et - 20 %). NEMESIS anticipe également une création importante d'emplois dans les industries *high tech*.

Graphique 50 : Emploi en 2020 en France par secteur (en milliers) avec et sans recyclage





Source : NEMESIS

7. Limites de l'exercice

Les enchaînements décrits par les modèles visent à fournir une représentation synthétique des réactions spontanées de l'économie à l'introduction d'un choc exogène qui cherche à modifier les comportements des agents. Les résultats auxquels ils aboutissent proposent les cheminements les plus probables et s'inscrivent en référence à un corps d'hypothèses nécessairement réductrices. Le choix des hypothèses vient border l'exercice et en définit les limites. Celles-ci peuvent renvoyer tout autant à la prise en compte ou non de délais d'ajustements de l'économie, à la prise en compte ou non de contraintes d'offre, à l'intégration ou non de boucles de réaction de l'économie, à certains choix d'affectation des recettes dégagés par l'outil de taxation mis en place.

En particulier, les conditions d'offre au sein de l'économie ne sont pas complètement prises en compte ou alors elles le sont de manière indirecte. Le choix par exemple de ne retenir qu'une affectation du tiers du produit de la taxe à des dispositifs d'encouragement de la R & D effectué par NEMESIS ou de limiter le renforcement du CIR à 0,17 point de PIB dans MESANGE (représentant au mieux un quart du montant de la taxe en 2050) s'explique par le risque de saturation de l'offre de chercheurs en R & D dans l'hypothèse où l'intégralité de la taxe aurait été recyclée dans cette direction. D'une manière générale, il est fait l'hypothèse implicite que les transferts intersectoriels d'emplois comme d'investissements sont effectués sans friction majeure, sans que ne se manifeste de pénuries de compétences dans des métiers dont la demande serait stimulée par des mesures spécifiques. Or, l'existence de

goulots d'étranglement dans certaines compétences risque d'aboutir à une progression du coût salarial qui viendra limiter l'incitation au développement de l'activité qui leur est associée. Il est certes supposé qu'à long terme, les signaux prix et salaire conduisent à modéliser la trajectoire de l'économie à la fois dans sa structure d'offre et de demande, mais ce processus n'est pas nécessairement sans coûts instantanés.

Une limite générale à l'exercice tient ainsi à l'hypothèse implicite de « plasticité » de l'économie et de systèmes de production qui veut que ceux-ci répondent instantanément et sans friction aux signaux associés à la déformation du système de prix introduite par la taxe et par les mécanismes de recyclage. On notera qu'IMACLIM s'attache à retranscrire les inerties dans l'évolution des systèmes techniques et décrit les frictions associées aux manques d'investissement, aux comportements myopes des acteurs et aux effets de *lock-in* techniques de court terme¹.

Le délai de réaction de l'économie à l'émission du signal peut être relativement long notamment en matière de projets d'investissement et d'infrastructures, ce qui pourrait d'ailleurs remettre en cause l'atteinte d'un objectif par trop ambitieux. La mise en place d'un signal-prix n'épuise ainsi pas en lui-même l'analyse des conditions de réalisation de la trajectoire d'émissions ce que peut laisser croire une lecture trop rapide des résultats d'une modélisation. Une boucle de rétroaction fait par ailleurs défaut : c'est celle qui introduirait une pénalité en cas de manquement de la cible d'abattement d'émissions (comme c'est le cas dans l'ETS) : quelle serait alors l'accélération du signal-prix nécessaire ?

Plusieurs aspects des transformations de l'économie ne sont que partiellement intégrés dans les modèles. La question de l'évolution de la compétitivité associée à la mise en place de la taxe et (surtout) de son recyclage est peu abordée. L'amélioration de la compétitivité apparaît certes centrale dans les résultats obtenus par NEMESIS ou MESANGE² quand le produit de la taxe est affecté à la R & D (amélioration de la compétitivité hors-prix) ou à la baisse du coût du travail (aspect compétitivité-prix). Cependant, l'ampleur de l'amélioration attendue de la compétitivité sera également déterminée par les choix de recyclage adopté par chacun des partenaires. Même dans l'hypothèse où un prix unique du carbone venait s'imposer à l'ensemble des secteurs UE, les choix de recyclage peuvent différer d'une économie à l'autre. Ils ne seront alors pas indifférents des trajectoires de compétitivité que pourront emprunter les économies. L'enjeu de la compétitivité n'est pas exclusivement un enjeu se jouant aux frontières de l'Union européenne, c'est également un enjeu interne à un espace qui représente plus de 60 % des débouchés internationaux de la plupart des États membres de l'UE. La crise des finances publiques au sein de la zone euro est d'ailleurs venue rappeler combien les divergences de compétitivité et de trajectoires de croissance pouvaient à terme venir fragiliser l'édifice européen en son ensemble.

Sur un aspect plus directement technique, certaines réactions ne sont pas nécessairement incluses dans les modèles. Ainsi, les agents sont supposés ne pas adapter leur comportement d'épargne en cas de réduction de l'endettement public dans le cas où le produit de la taxe serait utilisé à cette fin. Les comportements

(1) Voir R. Crassous et al. (2006) et O. Sassi et al. (2010).

(2) L'amélioration de la compétitivité est certainement surévaluée dans MESANGE car, dans ce modèle, le reste du monde est considéré comme exogène. Ainsi si les partenaires recyclent la taxe de manière identique, ils gagneront eux aussi en compétitivité et la compétitivité relative de la France sera alors réduite.

« ricardiens » des agents sont ainsi la plupart du temps laissés de côté, ce qui vient amplifier la contraction de l'activité et de l'emploi qui serait associé à la mise en place d'une taxe sans recyclage de son produit autre que dans le désendettement.

8. Conclusions

Quels enseignements pouvons-nous tirer de ces exercices de modélisation ? Ils sont multiples mais nous ne retiendrons que ceux qui font consensus entre les modèles pour éviter de mettre en avant un résultat qui ne serait lié qu'à une caractéristique inhérente à tel ou tel modèle.

Le premier message est que **l'extension du signal-prix du carbone à l'ensemble des secteurs de l'économie crée une incitation à un changement des comportements de consommation et de production permettant d'atteindre les réductions au moindre coût.** Le signal prix peut prendre soit la forme d'un marché de permis d'émission couvrant l'ensemble des secteurs avec l'inclusion des secteurs diffus dans l'ETS, soit la mise en place d'une taxe carbone au niveau européen sur les secteurs diffus. Idéalement, cette taxe serait cohérente avec le prix des permis observé sur le marché ETS afin d'uniformiser la contrainte carbone entre les secteurs, mais aussi les pays. Ce faisant, cela permettrait de réduire les coûts d'abattement. Certains modèles ont également montré que la mise en place d'une taxe carbone pouvait limiter la vulnérabilité de l'économie à une hausse des prix de l'énergie. On pourrait également imaginer à terme l'inclusion des secteurs soumis à la taxe carbone dans le secteur ETS.

Le deuxième message clé est que **la création d'une taxe carbone ou l'extension du système ETS au secteur diffus permettraient d'atteindre la trajectoire T30 avec des effets pouvant être rapidement bénéfiques pour la croissance et l'emploi à condition qu'ils soient accompagnés de politiques de redistribution.** La majorité des modèles s'accorde sur le fait que le recyclage des revenus de la taxe carbone ou des enchères des permis permet de limiter l'impact récessif de la réforme fiscale sur la croissance économique et donc le coût de la politique climatique. En particulier, un recyclage diminuant les charges sur le travail et soutenant l'innovation peut permettre des créations d'emplois. Une redistribution des revenus dans l'économie serait donc bénéfique à la croissance économique (théorie du double dividende) mais permettrait également une meilleure acceptabilité sociale de la réforme fiscale, une condition clé de la réussite de ce type de réforme.

Le troisième enseignement est la nécessité de tenir compte de l'existence de délais entre la mise en place du signal prix et l'investissement. Les modèles supposent généralement une réactivité importante de l'économie et des acteurs à la mise en place d'un signal-prix. Or, dans la pratique, on observe des effets d'inertie importants dans les secteurs des transports, du bâtiment et, dans une moindre mesure, de l'agriculture. NEMESIS prend en compte des délais de 3 à 6 ans, mais un délai de 10 ans est parfois plus approprié (*e.g.* secteur du bâtiment). Ce délai dépend de l'ampleur de la friction sur le secteur concerné (*voir supra*). Il est donc important de bien prendre en compte ces délais pour ne pas surestimer l'effet attendu d'une taxe carbone à un moment donné.

Le quatrième point important est le *timing* de l'action. Plus le délai de mise en place d'une politique climatique est allongé, plus elle sera coûteuse car elle

nécessitera des efforts plus importants à mesure que l'échéance s'approchera. L'évolution du prix du carbone associé à la trajectoire à - 30 % est plus linéaire dans le temps et conduit au cumul de réduction le plus intéressant sous l'angle du climat. À l'inverse, celle d'une trajectoire à - 20 % nécessite de rattraper après 2020 le « temps perdu » et exige une forte remontée du prix du carbone sur la seconde partie de la période considérée. La trajectoire T25 est intermédiaire. Moins satisfaisante sur le plan climatique que la trajectoire T30, elle permet cependant de minimiser le coût total des réductions obtenues ramené à la tonne évitée.

Un cinquième point émanant des exercices de modélisation est la **nécessité de mettre en place des politiques de l'offre** (pour soutenir l'innovation et les investissements) **et des politiques d'accompagnement ciblées** afin d'amplifier l'effet du signal-prix sur l'ensemble de l'économie et réduire les rigidités économiques. Les politiques et mesures d'accompagnement à la taxe carbone permettraient de rendre plus flexible la contrainte carbone, à la fois dans le temps et entre les secteurs, tout en diminuant la valeur de la taxe carbone. IMACLIM montre en effet qu'une action précoce notamment en termes de politiques d'infrastructures et de mesures d'accompagnements dans le secteur résidentiel et dans les transports permettrait de réduire notablement l'intensité de la contrainte carbone sur l'économie et donc le niveau de taxe carbone qui serait nécessaire à l'atteinte des objectifs fixés à horizon 2020 et 2050.

Enfin, il nous semble important de rappeler l'importance des mécanismes de flexibilité. Ces mécanismes ont été adoptés sous le protocole de Kyoto notamment pour aider les pays de l'Annexe I à atteindre leurs objectifs en leur permettant de réduire une part de leurs émissions là où c'est le moins coûteux de le faire. Ces mécanismes permettent ainsi de limiter la contrainte carbone sur les pays ayant des engagements contraignants. Il est donc primordial de garantir la poursuite de ces mécanismes au niveau international ou d'en créer des nouveaux.

Annexe

Liste des équipes de modélisation ayant participé aux travaux du Comité

J.-C. Hourcade, F. Lecocq, C. Cassen, S. Mathy et R. Bibas, CIRED (Nogent-sur-Marne) ; modèle IMACLIM ;

A. Epaulard, E. Jessua et H. Pillu, Direction générale du Trésor (Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie) ; modèle MESANGE ;

P. Zagamé, B. Boitier, L. Lemiale et P. le Mouél, laboratoire ERASME (Paris) ; modèle NEMESIS ;

P. Criqui et S. Mima, EDDEN (Grenoble) ; modèle POLES ;

F. Jésus et G. Callonnec, ADEME (Paris) ; modèle THREEME ;

R. Trotignon, Chaire économie du climat (Paris) ; modèle ZEPHYR-FLEX.

Favoriser le développement de la R & D et la diffusion des technologies propices à une économie sobre en carbone

*Matthieu Glachant'
Dominique Auverlot*

Même s'il ne peut suffire et si des modifications de nos modes de vie seront nécessaires, le progrès technologique jouera un rôle essentiel dans la lutte contre le réchauffement climatique et dans la division par deux des émissions mondiales de gaz à effet de serre à l'horizon 2050 : il suppose d'une part de privilégier le processus de recherche et développement qui est indispensable pour mettre au point les technologies qui seront nécessaires à ces réductions, et, d'autre part, d'assurer une diffusion technologique rapide des technologies peu émettrices de gaz à effet de serre. La compétition mondiale entre les économies se jouera largement sur ces technologies décarbonées dont le rythme de développement accompagne généralement le rythme de mise en place de la contrainte carbone par les États

En l'absence d'un accord mondial permettant de fixer des objectifs suffisamment ambitieux à tous les pays, et d'un prix unique du carbone, la situation économique actuelle conduit à renforcer la priorité accordée à la recherche et développement et à la diffusion technologique au sein même de l'Union européenne. Pour autant, la diffusion des technologies peu émettrices de gaz à effet de serre doit néanmoins continuer à être encouragée au-delà des frontières européennes, en particulier vers les pays du Sud. Le présent document développe successivement ces deux aspects.

Si la question des droits de propriété intellectuelle est récurrente dans les négociations depuis la Convention de Rio, conclue en 1992, elle ne sera pas traitée dans ce texte. La littérature est en effet déjà abondante sur ce sujet. Plus fondamentalement, la modification des règles de la propriété intellectuelle n'apparaît pas comme une priorité. L'accord sur les Aspects des droits de propriété intellectuelle qui touchent au commerce (ADPIC), annexé aux textes de l'OMC, fournit déjà des flexibilités qui peuvent être mises en œuvre pour favoriser la diffusion des technologies de lutte contre l'effet de serre. La contrefaçon et la reproduction à l'identique des technologies restent cependant des problèmes majeurs pour lesquels l'action des pouvoirs publics et leur coopération internationale sont nécessaires.

(1) Cette proposition est le produit d'un groupe de travail présidé par Matthieu Glachant, professeur et directeur du laboratoire d'économie industrielle et de finance de MINES ParisTech, en liaison avec Dominique Auverlot (Centre d'analyse stratégique). Elle a notamment bénéficié des relectures attentives de Pierre Albano (Air France), Claire Tutenuit (Epe), Nicolas Boquet (Afep), Olivier Imbaut (Air Liquide), Brigitte Poot (Total), Giles Dickson (Alstom), Hélène Serveille (CGIET), Olivier Dufour (RioTinto), Christine Fédigan (Gdf-Suez), Mathieu Barbaud (Bouygues) et Christian De-Perthuis (Chaire Economie du Climat).

1. Le soutien à la recherche et développement et à la diffusion technologique au sein de l'Union européenne

Quatre raisons principales justifient l'intervention des pouvoirs publics dans le soutien à la recherche et développement :

- les industriels, soucieux de leur rentabilité à moyen, sinon court terme, n'investissent généralement pas dans la recherche à long, sinon très long terme ;
- la mise au point des produits ainsi que les effets d'apprentissage peuvent représenter des coûts très importants et retarder le développement d'une technologie ;
- une partie de la croissance à long terme de l'économie provient de la mise au point du développement et de la diffusion de l'innovation ;
- la rentabilité de certaines des technologies contribuant à la décarbonation de l'économie est fortement **dépendante des politiques publiques** qui seront suivies dans le long terme en matière de contrainte carbone. Ceci signifie que l'investissement privé ne peut prendre appui pour espérer une rentabilité que sur l'hypothèse que des politiques seront déployées durablement. Il s'agit de donner confiance aux entreprises dans le fait que cette technologie trouvera un marché à un terme compatible avec son investissement. Dans le cas de la capture et du stockage du carbone, le problème du financement de l'investissement initial est rendu plus difficile par le fait que l'existence d'un marché, à terme, repose sur un prix du carbone suffisant et généralisé (donc incontournable). Même si la R & D reçoit des aides, il n'y aura pas d'investissement privé si la probabilité d'existence de ce marché n'est pas suffisamment forte puisque le procédé renchérit les opérations dans le long terme. Autrement dit, il n'y a pas de viabilité de certaines technologies sans des politiques climat prévisibles et fortes.

Le dispositif, dénommé NER 300, adopté par les 27 États membres de l'Union européenne dans le cadre du paquet énergie-climat fin 2007, constitue une illustration concrète et *a priori* séduisante de l'intervention des pouvoirs publics. Il cherche à accélérer l'introduction sur le marché de technologies innovantes dans le domaine des énergies renouvelables et de la capture et du stockage du carbone. Son financement repose sur la vente de 300 millions de quotas entrants (*New Entrant Reserve*) du système ETS, ce qui devrait représenter une aide de 4,5 à 9 milliards d'euros suivant le cours du CO₂ (qui peut raisonnablement varier entre 15 et 30 euros). Il vise à financer huit projets de capture et stockage et 32 d'énergies renouvelables. Les projets déposés par les 27 pays de l'Union sont en cours de dépouillement par la BEI qui devrait remettre ses recommandations à la Commission. Ce dispositif a de plus l'avantage de permettre l'émergence de projets à l'échelle européenne. Il ne constituera cependant une réussite que dans la mesure où la distribution finale des sommes d'argent aux projets finalement retenus évitera la dispersion entre les 27 États membres et saura récompenser les projets les plus efficaces.

À l'échelle française, le système des investissements d'avenir constitue un dispositif extrêmement intéressant : il prévoit ainsi 2,6 milliards d'euros pour les énergies renouvelables et décarbonées. Dans ce cadre, 1,6 milliard d'euros seront alloués pour le soutien à des projets innovants de démonstrateurs et de plateformes technologiques (dont 1,35 milliard d'euros sur les énergies renouvelables et décarbonées : énergie solaire, énergies marines, géothermie, captage, stockage et

valorisation du CO₂ et chimie verte). Des montants importants sont également consacrés à la création et au développement des instituts d'excellence en énergie décarbonée.

Ces dispositifs souffrent néanmoins d'un défaut : leur financement n'intervient qu'à une seule reprise. Leur pérennité doit donc être recherchée. En outre, pour éviter des duplications inutiles d'effort de recherche et pour exploiter les complémentarités, il serait souhaitable que ce dispositif puisse faire l'objet d'une coordination au niveau européen.

PROPOSITION

Prélever chaque année sur la vente aux enchères des quotas une somme à déterminer pour continuer à financer des projets de recherche et développement, ainsi que des démonstrateurs pour des technologies bas carbone.

Cette proposition rejoint le souhait d'une nouvelle politique industrielle exprimée dans le rapport du Conseil d'analyse économique sur la croissance de la France¹. Celle-ci sera d'autant plus efficace qu'elle sera fortement articulée aux politiques industrielles vertes des autres membres de l'Union européenne.

Cette proposition rejoint d'ailleurs la feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050 de la Commission européenne qui envisage d'utiliser les recettes de la mise aux enchères des quotas d'émission et la politique de cohésion afin de financer la recherche et le développement, la démonstration et la diffusion rapide des technologies bas carbone. Cette feuille de route cite notamment diverses formes de sources énergétiques à faible intensité de carbone, le captage et le stockage de carbone, les réseaux intelligents et les véhicules hybrides et électriques. On pourrait y ajouter les biocarburants de deuxième et troisième générations (y compris les biocarburants pour le transport aérien et les poids lourds), les autres utilisations de la biomasse (chimie verte), ainsi que le stockage de l'électricité.

Au-delà de cette proposition, deux dispositifs existant en France méritent d'être prolongés :

- le crédit d'impôt recherche a favorisé les efforts industriels dans ce domaine en dépit de la crise ;
- la taxation au régime des plus values à long terme, soit à 15 %, les licences ou cessions de brevets permet de favoriser l'innovation, la prise de brevets et la compétitivité des entreprises françaises².

(1) Rapport de Philippe Aghion, Gilbert Cette, Elie Cohen et Mathilde Lemoine pour le Conseil d'analyse économique : Crise et croissance : une stratégie pour la France, La documentation française, août 2011.

(2) L'article 39 terdecies du code général des impôts dispose que les revenus tirés de licences ou de cessions de brevets à des entreprises étrangères sont imposés au régime des plus-values à long terme au taux réduit de 15 %. La loi de finances initiale pour 2011 a étendu le dispositif dans deux directions : d'une part, le taux réduit s'applique également désormais aux licences et cessions de brevet à des entreprises françaises et, d'autre part, les sommes tirées de sous concessions de licence par une entreprise ayant reçu licence d'une autre entreprise sont également soumises au taux réduit si l'autre entreprise n'a pas déjà bénéficié du dispositif (cas d'une entreprise installée à

Rappelons enfin que la diffusion des technologies bas carbone nécessite, ainsi que nous le rappelle la feuille de route 2050, « d'assurer des formations professionnelles ciblées de la main-d'œuvre existante pour faire face aux possibilités d'emplois «verts», de remédier aux problèmes émergents de répartition de la main-d'œuvre qualifiée entre les filières et d'encourager l'acquisition de ces qualifications au sein des systèmes éducatifs ». Ces sujets sont néanmoins traités par d'autres propositions.

2. Améliorer la diffusion internationale des technologies bas carbone

L'accélération de la diffusion des technologies bas carbone constitue une priorité des discussions internationales relatives au changement climatique. Les moyens pour y parvenir ne font cependant pas consensus. Le G 77 demande un relâchement du droit de la propriété intellectuelle pour les technologies bas carbone, ce que les pays industrialisés, notamment les États-Unis, ne sont pas prêts à accepter. Les accords de Cancun ont conduit à prévoir un « *Technology Mechanism* » qui se traduit concrètement par la mise en place d'un certain nombre de comités afin d'aider les pays partenaires à se doter des outils nécessaires à la transition énergétique et à l'adaptation aux bouleversements climatiques. La création d'un Comité technologique exécutif et d'un Centre pour les technologies du climat a ainsi été décidée. Cette dernière institution doit animer un vaste réseau d'échanges, aux niveaux régional, international et sectoriel, avec pour objectif de calibrer et d'orienter les soutiens, et de faciliter les coopérations public/privé. Ce dispositif est en cours de mise en place.

L'amélioration de la diffusion des technologies pourrait passer par trois pistes différentes :

- **la prise en compte du transfert de technologie dans les mécanismes de développement propre** : aujourd'hui 43 % des projets de mécanisme de développement propre contiennent des transferts de technologies (source : Dechezeleprêtre et al. 2008). L'idée consisterait à prévoir la possibilité d'inclure le transfert de technologie dans le mécanisme de développement propre. Le partenaire industriel à l'origine du transfert serait récompensé par des crédits supplémentaires de CO₂ : cette suggestion pose néanmoins la question de l'évaluation des quotas correspondant au transfert de technologie mis en place, et, d'autre part, celle de l'additionnalité de l'action correspondante. L'évaluation de la valeur monétaire des transferts est pratiquée au cas par cas dans les accords industriels, et montre que cette difficulté, qui donne lieu à des négociations spécifiques entre les parties, est réelle mais peut être traitée ;
- **les mécanismes bilatéraux** : ce mécanisme proposé par les Japonais reprend l'idée des mécanismes de développement propre, mais dans le cadre d'accords bilatéraux, ce qui leur confère plusieurs avantages : les règles de mise en œuvre

l'étranger). Ce dispositif constitue une forte incitation pour les entreprises françaises à procéder à des transferts de technologie appuyés sur des brevets sur notre territoire comme à l'étranger. L'extension récente aux concessions et sous-concessions en France constitue en outre une incitation au développement de l'activité de production sous licence en France, renforçant ainsi les objectifs du grand emprunt et notamment la création de France Brevets. Il constitue également une incitation pour les entreprises à localiser leurs portefeuilles internationaux de brevets en France, accroissant par là même les sources de revenus pour l'État. Ce dispositif constitue donc en soi une excellente mesure de promotion pour la diffusion internationale des technologies, *a fortiori* à bas carbone.

sont plus flexibles, les pays peuvent s'entendre sur les technologies qu'ils choisissent, si bien que cette procédure est plus adaptée aux préférences de deux pays. Le Japon pourrait ainsi diffuser des technologies propres non reconnues actuellement dans le cadre onusien notamment à des pays asiatiques. Principal inconvénient : les quotas créés par ce mécanisme devraient être reconnus d'une manière ou d'une autre par le secrétariat de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques ;

- **la création d'un observatoire technologique.** Les experts estiment qu'aujourd'hui, la concurrence est suffisante pour assurer la diffusion des technologies existantes pour lutter contre le changement climatique. Mais rien n'exclut, il puisse ne pas en être de même dans le futur dans certains secteurs ou dans certains pays, par exemple pour les *smart grids* ou pour les biotechnologies. L'une des solutions serait de créer un observatoire mondial chargé de suivre les développements technologiques et d'identifier les situations de blocage ou de monopolisation justifiant un aménagement spécifique des droits de propriété intellectuelle (qu'autorisent généralement les accords ADPIC). Cet observatoire réduirait ainsi le constat d'asymétrie d'information qui s'exerce en défaveur des régulateurs et pourrait permettre d'intervenir de manière spécifique, technologie par technologie. Il pourrait également veiller au développement de la capacité d'absorption par les économies destinataires des transferts, qui bien souvent est insuffisante pour assurer la diffusion au-delà d'une opération pilote.

PROPOSITION

Créer auprès du Centre pour les technologies du climat un observatoire de ces technologies, destiné à identifier les situations de blocage ou de monopolisation justifiant un aménagement spécifique des droits de propriété intellectuelle et à proposer des mesures destinées à améliorer la capacité d'absorption des pays destinataires (formation, sensibilisation et création de la demande). Pour en bénéficier, les pays bénéficiaires devront être en conformité avec les droits de propriété intellectuelle, les codes de marchés publics et les autres règlements internationaux de marché.

Enfin, soulignons que le régime de transfert de technologie doit distinguer deux catégories de pays dans le G77 :

- les pays les moins avancés, c'est-à-dire par exemple émettant moins de 2 tCO₂eq par habitant, relèveraient de transferts gratuits financés par le *Green Fund* ou les États, de sorte que leur développement se fasse dès l'origine suivant des technologies décarbonées ; il s'agirait ainsi de les encourager à prendre une autre trajectoire de développement ;
- les pays « émergés », émettant plus de 2 tCO₂eq par habitant, qui sont déjà impliqués dans la course technologique, et pour lesquels un régime différent tenant compte de la compétition internationale serait plus adapté.