Les Cahiers de la Chaire Economie du Climat

Working Paper Series

n° 2012-09

Politiques de soutien à la capture et au stockage du carbone en France : un modèle d'équilibre général calculable

Olivia Ricci[1]

La France s'est fixée comme objectif de diviser par quatre ses émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050 par rapport au niveau de 1990. L'objectif de l'étude est de déterminer les politiques publiques à mettre en œuvre pour atteindre ce Facteur 4 compte tenu de la disponibilité de la capture et du stockage du carbone issu d'énergie fossile (CSC) et de biomasse (BCSC). Nous évaluons les effets de l'introduction de la contribution climat-énergie (CCE) envisagée par le Grenelle de l'environnement et nous comparons l'efficacité économique d'une panoplie d'instruments grâce à un modèle d'équilibre général calculable. L'étude montre que la CCE proposée engendre un ralentissement de l'activité économique et que les instruments les plus économiquement efficaces sont ceux qui permettent également de développer la CSC et la BCSC, notamment la taxe carbone dont les revenus sont recyclés pour subventionner la BCSC.

JEL Classification: C68, Q54, Q55, Q58

Keywords: Capture et stockage du carbone ; biomasse ; taxe carbone ; instruments économique ; Facteur 4 ; modèle d'équilibre général calculable

1. Laboratoire d'Economie d'Orléans, Université d'Orléans, Rue de Blois
BP 6739, 45067 ORLEANS cedex 2
olivia.ricci@univ-orleans.fr

Climate Economics Chair
Paris-Dauphine University
CDC Climat

Politiques de soutien à la capture et au stockage du carbone en France : un modèle d'équilibre général calculable

Olivia Ricci

Working paper

Laboratoire d'Economie d'Orléans, Université d'Orléans
Rue de Blois BP 6739, 45067 ORLEANS cedex 2,
olivia_ricci@hotmail.com, olivia.ricci@univ-orleans.fr,
tel : 0497157086

Résumé

La France s'est fixée comme objectif de diviser par quatre ses émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050 par rapport au niveau de 1990. L'objectif de l'étude est de déterminer les politiques publiques à mettre en œuvre pour atteindre ce Facteur 4 compte tenu de la disponibilité de la capture et du stockage du carbone issu d'énergie fossile (CSC) et de biomasse (BCSC). Nous évaluons les effets de l'introduction de la contribution climat-énergie (CCE) envisagée par le Grenelle de l'environnement et nous comparons l'efficacité économique d'une panoplie d'instruments grâce à un modèle d'équilibre général calculable. L'étude montre que la CCE proposée engendre un ralentissement de l'activité économique et que les instruments les plus économiquement efficaces sont ceux qui permettent également de développer la CSC et la BCSC, notamment la taxe carbone dont les revenus sont recyclés pour subventionner la BCSC.

Abstract

France has a stated objective of dividing by four greenhouse gas emissions by 2050 compared to 1990 level. The objective of the study is to identify public policies that need to be implemented to reach this Factor 4 due to the availability of fossil (CCS) and biomass (BECCS) carbon capture and storage. We evaluate the effects of introducing the climate-energy contribution (CEC) proposed by the Grenelle de l'environment and we compare the economic efficiency of a variety of instruments using a computable general equilibrium model. The study shows that the CEC generates a slowdown in economic activity and that the most economically efficient instruments are those that also allow CCS and BECCS deployment, especially the carbon tax whose revenues are recycled to subsidize BECCS.

Mots clefs : Capture et stockage du carbone ; biomasse ; taxe carbone ; instruments économique ; Facteur 4 ; modèle d'équilibre général calculable

Classification JEL: C68, Q54, Q55, Q58

Introduction

En 2003, la France a annoncé son ambition de diviser par quatre ses émissions de gaz à effet de serre (GES) d'ici 2050 par rapport à leur niveau de 1990 (Facteur 4). Cet objectif correspond à la volonté des pays industrialisés de réduire les émissions mondiales de GES de 50% (Facteur 2). Le Grenelle de l'environnement propose, dès 2007, de nombreuses pistes pour réduire le contenu en carbone de l'offre énergétique française. Pour atteindre cet objectif, l'augmentation de la part des énergies renouvelables et l'expérimentation des technologies de capture et du stockage géologique du carbone (CSC) sont envisagées.

La CSC permet de capturer les émissions de CO_2 issues d'industries polluantes telles que les centrales électriques, les aciéries et les cimenteries avant qu'elles ne soient relâchées dans l'atmosphère. Ce CO_2 est ensuite compressé et transporté par gazoducs ou dans des citernes jusqu'à un site de stockage. Le stockage consiste à injecter, de manière permanente, le CO_2 dans des formations géologiques profondes (anciens gisements de pétrole et de gaz, veines de charbon inexploitables, formations salines). Cette technologie peut également s'appliquer aux industries utilisant de la biomasse (BCSC) dans la production d'électricité, d'hydrogène, de chaleur et de biocarburants. Le principal avantage de l'application d'une chaîne CSC aux bioénergies est son impact environnemental. En effet, le bilan carbone semble meilleur que celui des autres techniques de réduction des émissions car ce procédé pourrait engendrer des émissions négatives. Lorsque la biomasse est cultivée de manière soutenable elle absorbe du CO_2 présent dans l'atmosphère par photosynthèse. Lors de sa transformation ou combustion, elle libère à nouveau du CO_2. Cette étape de transformation ou combustion est donc supposée neutre en carbone. Or si ce même CO_2 est capturé et stocké définitivement alors tout laisse à penser que le bilan carbone de la filière sera négatif[1]. Selon Rhodes et Keith (2002), ce procédé a deux avantages. D'une part, il permet d'obtenir un substitut énergétique non polluant aux énergies fossiles et d'autre part, il épure l'atmosphère par la même occasion. Plusieurs études empiriques prévoient un développement important de la BCSC dans le mix énergétique futur (Azar *et al.*, 2006, 2010; Katofsky *et al.*, 2010; Luckow *et al.*, 2010; Ricci et Selosse, 2011; van den Broek *et al.*, 2011; van Vuuren *et al.*, 2007). De plus, la disponibilité de cette technologie permettrait de minimiser le coût de réduction des émissions. Grâce au modèle d'optimisation énergétique IMAGE van Vuuren *et al.* (2007) montrent que l'objectif de concentration de 400 $ppmCO_{2eq}$ peut être atteint grâce à la BCSC pour un coût de stabilisation de la concentration similaire à celui de l'objectif 450 $ppmCO_{2eq}$.

En France, plus de 75% de l'électricité est d'origine nucléaire. Les émissions de GES sont ainsi faibles dans ce secteur. La faiblesse de ces émissions laisserait penser au peu d'intérêt du recours à la CSC dans ce pays. Toutefois, l'ensemble des émissions françaises de CO_2 s'élevait à 420 millions de tonnes de CO_2 en 2005 dont 10% provenant de sources fixes importantes dans le secteur énergétique (Citepa, 2010; IREP, 2011). De plus, la filière biomasse est dynamisée par le développement des biocarburants. Le plan français consiste à incorporer des biocarburants dans les carburants traditionnels à hauteur de 7% en 2010 et de 10% en 2015, soit des objectifs qui vont au-delà de ceux fixés par la Commission européenne

[1] Il est important de mentionner que si la biomasse est recueillie à un rythme insoutenable (c'est-à-dire plus vite qu'elle ne peut repousser annuellement) alors les émissions nettes de CO_2 pourraient ne pas être négatives.

(10% en 2020, directive 2009/28/CE). Cependant, la plupart des installations biomasse dans de biocarburants en France sont souvent de petites et moyennes sources d'émissions dont le coût d'application de la CSC reste conséquent (Laude *et al.,* 2011). Ainsi une vaste application de la BCSC nécessite la présence d'une politique stricte concernant les rejets de CO_2 et la mise en place d'incitations économiques. Ricci (2012) montre que dès lors que nous nous intéressons à une technologie de dépollution (la CSC) qui s'applique à une source non polluante (la biomasse) et qui peut engendrer non pas une réduction d'émissions mais des émissions négatives, nous sommes confrontés à un choix limité en termes d'instruments économiques. En effet, si un gouvernement conduit une politique de taxation des émissions de carbone, des substitutions entre énergie fossile et énergie non-fossile vont avoir lieu et les technologies de dépollution en bout de chaîne telle que la CSC à partir d'énergie fossile vont se développer. En revanche, une installation qui produit à partir de biomasse n'est pas considérée comme émettrice nette de carbone. La taxe sur les émissions ne s'applique donc plus et la BCSC ne peut pas se développer. De plus, la possibilité de capturer les émissions issues de la biomasse n'a aucunement été envisagée par les instances européennes et internationales. A l'heure actuelle, un industriel n'a donc aucun intérêt à appliquer une chaîne CSC à son installation biomasse. L'étude montre que la valorisation des émissions négatives doit passer par une subvention à la capture des émissions issues de la biomasse. Pour atteindre le Facteur 4 et développer les technologies de CSC et de BCSC, des mécanismes incitatifs sont indispensables pour réorganiser la production d'énergie en France. L'effort de réduction des émissions doit être étendu à l'ensemble des branches de production ainsi qu'à la consommation des ménages. Cependant, cet article s'intéresse spécialement aux émissions issues des activités de production d'énergie responsables d'environ 15% à 17% des émissions totales de CO_2 (Commissariat général du développement durable, 2010). Ainsi, l'objectif de l'article est de déterminer les politiques environnementales à mettre en œuvre pour atteindre le Facteur 4 à moindre coût dans le secteur de l'énergie compte tenu de la disponibilité des technologies de CSC et de BCSC dès 2020. D'une part, nous évaluons les effets environnementaux et macroéconomiques de la mise en œuvre d'une taxe carbone nationale basée sur les recommandations de la conférence d'experts sur la contribution climat-énergie en 2009. D'autre part, nous comparons l'efficacité économique de plusieurs instruments de politique environnementale pour atteindre le Facteur 4 dans le secteur de l'énergie. L'instrument est dit économiquement efficace s'il permet d'atteindre l'objectif environnemental à moindre coût.

La méthodologie utilisée est un modèle d'équilibre général calculable (MEGC) qui inclut la CSC et la BCSC. Ce type de modèle permet de mener une analyse quantitative d'un problème de politique environnementale. En effet, pour mener à bien une politique environnementale il ne suffit pas de connaître la nature et la direction des changements qui découlent des mesures prises. Il faut également pouvoir quantifier les impacts de ces mesures. L'approche en équilibre général, contrairement à l'approche en équilibre partiel, a l'avantage de prendre en compte les interdépendances de marchés. De plus, dans ces modèles les comportements macroéconomiques reposent sur les fondements microéconomiques solides de la théorie de l'équilibre général concurrentiel. Les MEGC peuvent être statiques ou dynamiques. L'approche retenue dans cet article est dynamique car elle permet de juger au mieux les effets en termes de bien-être des politiques environnementales sur toute la période étudiée. Par ailleurs, le phénomène de changement climatique étant un processus dynamique, il serait difficile de justifier un cadre d'analyse statique. La CSC à partir d'énergie fossile a fait l'objet de plusieurs études de modélisation empirique (Edenhofer *et al.,* 2005; McFarland et Herzog,

2006 ; Gerlagh, 2006 ; Gerlagh et van der Zwaan, 2006 ; Nordhaus, 2008 ; Otto et Reilly, 2008 ; Grimaud *et al.*, 2009). La majorité de ces études utilise des modèles d'optimisation dynamique et montre que la disponibilité de la CSC permet de réduire le coût de réduction des émissions. A notre connaissance, il existe seulement deux études qui analysent les effets de plusieurs instruments économiques sur le développement de cette technologie (Gerlagh et van der Zwaan, 2006 ; Otto et Reilly, 2008). Nous contribuons à cette littérature en introduisant dans le MEGC, la CSC à partir de biomasse ainsi qu'une large variété d'instruments économiques et nous calibrons le modèle sur données françaises.

L'article est organisé de la façon suivante. La première partie présente le modèle théorique et le calibrage. La seconde partie évalue les effets de la mise en place d'une taxe carbone basée sur les recommandations de la conférence d'experts sur la "contribution climat-énergie" en 2009. Dans la troisième partie, les instruments sont comparés selon le critère d'efficacité économique. Enfin, la dernière partie présente les conclusions et les limites de l'étude.

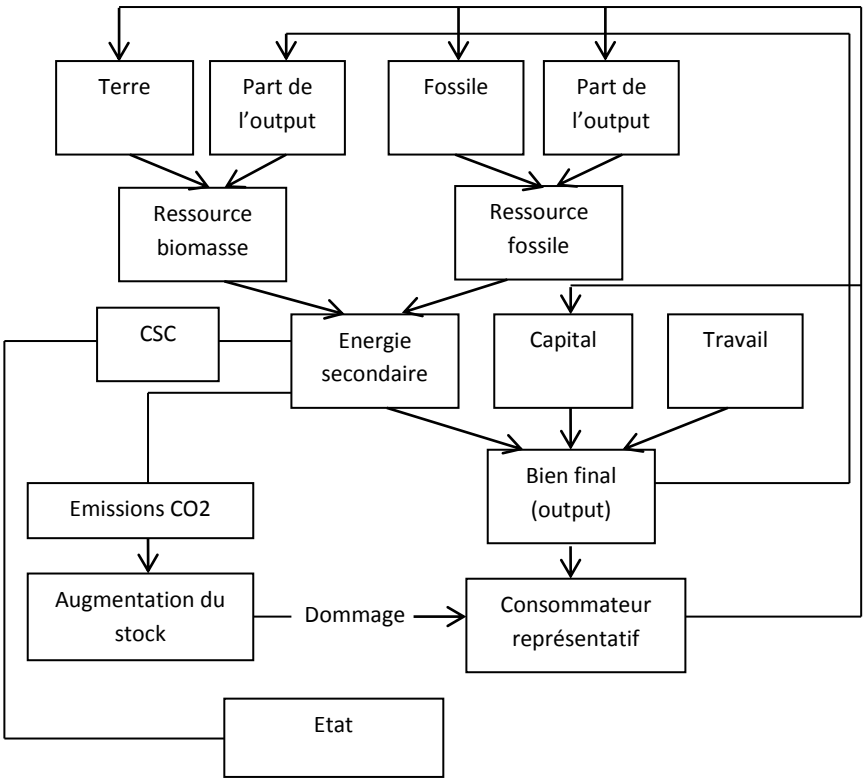
1. Le modèle théorique et la base de données

1.1. La structure du modèle

La structure du modèle est comparable à celle des modèles existants dans la littérature (Gerlagh, 2006; Nordhaus, 2008; Grimaud *et al.*, 2009). Ces modèles sont généralement composés d'un secteur qui produit un bien final, lui-même produit à partir d'une ressource polluante et d'une ressource renouvelable. Dans ce modèle, le bien final est produit grâce à de l'énergie secondaire, du capital physique et du travail. L'énergie secondaire provient des énergies primaires d'origine fossile et de la biomasse. Le modèle comprend quatre producteurs représentatifs. Les secteurs correspondants sont notés j=F,B,E,C respectivement pour le producteur d'énergie fossile, le producteur de biomasse, le producteur d'énergie secondaire et le producteur de bien final (le bien de consommation). Le modèle comprend aussi un consommateur représentatif qui regroupe l'ensemble des ménages de l'économie. La partie économique du modèle est reliée à la partie climatique à travers le secteur de l'énergie secondaire (j=E). Ce secteur pollue lorsqu'il utilise de l'énergie fossile dans sa production. Dès lors qu'il y a combustion de matière fossile comme de biomasse, des flux de CO_2 sont produits. L'accumulation des flux de CO_2 d'origine fossile augmente le stock de carbone atmosphérique qui contribue au réchauffement climatique. Ce dernier constitue un dommage environnemental pour la société. Pour limiter le dommage, les pouvoirs publics peuvent décider de mettre en place des instruments incitant à réduire les émissions. Le secteur de l'énergie secondaire peut réagir de différentes manières à ces politiques environnementales : Il peut diminuer sa production, opérer des substitutions entre énergie renouvelable (biomasse) et énergie fossile ou encore adopter une technologie de CSC.

Les agents sont supposés rationnels. Les consommateurs maximisent leur utilité inter-temporelle sous leur contrainte budgétaire inter-temporelle et les producteurs maximisent leur profit inter-temporel sous leur contrainte technologique. L'économie est supposée parfaitement concurrentielle. Ainsi, les agents ne peuvent influencer les prix qui sont considérés comme donnés par les conditions de marché. L'équilibre général prévaut lorsque toutes les offres de biens et de facteurs égalisent les demandes sur l'ensemble des marchés de l'économie. La figure 1 représente la structure du modèle.

Figure 1 : La structure du modèle



1.2. Les hypothèses générales du modèle

– Sur le plan environnemental

Nous ne faisons pas de distinction entre les différentes phases du procédé de CSC (capture, transport et stockage). Il est introduit dans le modèle comme une seule opération. Il s'applique à toutes les sources d'émissions fixes qui produisent de l'énergie (utilisant comme intrant de l'énergie fossile ou de la biomasse).

Ensuite, les émissions provenant de la biomasse n'ont pas d'impact sur le stock de carbone atmosphérique car elles sont considérées comme neutres. Cette hypothèse est réaliste dans la mesure où la biomasse est cultivée de manière durable.

Enfin, les puits de stockage (aquifères salins, anciens gisements d'hydrocarbure) sont supposés avoir une contenance suffisante pour accueillir la totalité du carbone que nous souhaitons stocker. Le potentiel technique de stockage en France est relativement important (425 Mt de CO_2 dans les anciens gisements de pétrole et de gaz et environ 26 Gt de CO_2 en aquifères). Considérant les sources d'émissions en France, le projet de recherche SOCECO2 estime qu'il est possible de stocker annuellement entre 33 Mt et 54 Mt de CO_2 en 2020 et entre 40 Mt et 66 Mt en 2050 (Michel *et al.*, 2009).

– Sur le plan économique

Les ménages sont supposés détenir le capital des entreprises, les terres utilisées par le producteur de biomasse (j=B) et les ressources carbonées nécessaire au producteur de ressource fossile (j=F). A chaque date t, les ménages offrent de manière exogène une certaine quantité d'hectares de terre et de ressources pour lesquelles ils perçoivent des revenus. Ils

louent leur capital d'une année sur l'autre, récupèrent le taux de rendement brut du capital et offrent du travail au producteur de bien final (j=C) pour lequel ils sont rémunérés par le salaire. Ils consomment en partie leurs revenus et épargnent l'autre partie qui vient accroître le stock de capital qu'ils détiennent.

L'Etat détient les infrastructures de capture, transport et de stockage du CO_2. Le coût d'usage des infrastructures et de la technologie payé par les entreprises vient donc accroître ses ressources.

1.3. L'économie décentralisée

1.3.1. Le producteur de bien final (j=C)

L'output final est noté YC_t. Celui-ci est produit grâce à du capital physique KD_t, du travail LD_t et de l'énergie YED_t. La fonction est de type Cobb-Douglas à rendements d'échelle constants.

$$YC_t = Q(KD_t, LD_t, YED_t) = A_4 KD_t^{\gamma} LD_t^{\theta} YED_t^{1-\gamma-\theta} \quad (1)$$

L'output final est le numéraire, il est utilisé pour la consommation C_t, la production d'énergie fossile IF_t, la production de biomasse IB_t, l'investissement en capital physique I_t et les dépenses publiques G_t selon la relation suivante :

$$YC_t = C_t + IF_t + IB_t + I_t + G_t \quad (2)$$

De plus, la variation du stock de capital brut résulte de deux flux : le flux d'investissement brut et le flux de dépréciation du capital. Si l'on note δ le taux de dépréciation ou d'usure on obtient donc :

$$\mathrm{K}_{t+1} = I_t + (1-\delta)\mathrm{K}_t \quad (3)$$

A chaque instant t, le producteur maximise le profit suivant:

$$\Pi_t = YC_t - (\mathrm{r}_t + \delta)KD_t - w_t LD_t - \mathrm{PE}_t \mathrm{YED}_t \quad (4)$$

$\mathrm{r}_t + \delta$ est le coût d'usage réel du capital, w_t est le coût d'usage du travail et PE_t est le prix de l'énergie secondaire. A chaque instant, la firme égalise la productivité marginale de ses facteurs avec le coût d'usage de ces derniers. Les demandes de facteurs optimales sont les suivantes :

$$\begin{aligned} KD_t &= \frac{\gamma YC_t}{\mathrm{r}_t + \delta} \\ LD_t &= \frac{\theta YC_t}{w_t} \\ \mathrm{YED}_t &= \frac{(1-\gamma-\theta)YC_t}{\mathrm{PE}_t} \end{aligned} \quad (5)$$

1.3.2. Le secteur de la biomasse (j=B)

La biomasse YBO_t est produite grâce une fonction de type Cobb-Douglas à rendements d'échelle constants :

$$YBO_t = B(IB_t, TD_t) = A_1 IB_t^{\alpha} TD_t^{1-\alpha} \quad (6)$$

avec IB_t la part de l'output consacrée à ce secteur, TB_t la quantité de terres et A_t un paramètre d'échelle. La biomasse est demandée par le producteur d'énergie secondaire j=E, son prix est noté PB_t. Le producteur de biomasse paye au consommateur un loyer PT_t pour chaque hectare de terre. A chaque instant t, le producteur de biomasse maximise son profit.

$$\Pi = PB_t YBO_t - IB_t - PT_t TD_t \tag{7}$$

Les demandes optimales de facteurs sont

$$\begin{aligned} IB_t &= \alpha YBO_t PB_t \\ TD_t &= \frac{(1-\alpha) YBO_t PB_t}{PT_t} \end{aligned} \tag{8}$$

1.3.3. Le secteur de l'énergie fossile (j=F)

L'énergie fossile YFO_t est aussi produite grâce une fonction de type Cobb-Douglas à rendements d'échelle constants :

$$YFO_t = F(IF_t, RD_t) = A_2 IF_t^{\beta} RD_t^{1-\beta} \tag{9}$$

RD_t représente le flux demandé d'une ressource carbone, IF_t correspond à la part de l'output final consacrée au secteur de l'énergie fossile et A_2 est un paramètre d'échelle. L'énergie fossile est demandée par le producteur d'énergie j=E, son prix est noté PF_t. Le producteur d'énergie fossile maximise le profit suivant :

$$\Pi = PF_t YFO_t - IF_t - PR_t RD_t \tag{10}$$

PR_t est le prix de la ressource carbone et PF_t le prix de l'énergie fossile en t.

Les demandes de facteurs optimales sont :

$$\begin{aligned} IF_t &= \beta YFO_t PF_t \\ RD_t &= \frac{(1-\beta) YFO_t PF_t}{PR_t} \end{aligned} \tag{11}$$

1.3.4. Le producteur d'énergie secondaire (j=E) et le dommage environnemental

La production d'énergie secondaire YEO_t se fait à partir de biomasse et d'énergie fossile grâce à une fonction de type CES :

$$YEO_t = E(YFD_t, YBD_t) = A_3 \left(aYFD_t^{\frac{\sigma-1}{\sigma}} + (1-a) YBD_t^{\frac{\sigma-1}{\sigma}} \right)^{\frac{\sigma}{\sigma-1}} \tag{12}$$

YFD_t est la consommation d'énergie fossile et YBD_t est la consommation de biomasse. a (0<a<1) est un paramètre distributif, A_3 est un paramètre d'échelle et σ est l'élasticité de substitution entre le secteur fossile et le secteur biomasse tel que, 1<σ<∞. L'énergie secondaire est demandée par le secteur de bien final j=C.

Le producteur d'énergie, lorsqu'il utilise la ressource fossile, émet des émissions de CO_2. Ces émissions affectent le bien-être des consommateurs. Nous décrivons la nature de la pollution dans le modèle

– Les flux d'émissions

Les flux d'émissions proviennent de la consommation d'énergie fossile ainsi que de la biomasse. La combustion d'énergie fossile génère des flux d'émissions EF_t qui sont relâchés dans l'atmosphère. ε^F correspond au contenu en carbone exogène des énergies fossiles. En l'absence de politique de régulation des émissions, le flux de carbone provenant de la combustion d'énergie fossile dans le secteur de l'énergie secondaire correspond à:

$$EF_t = \varepsilon^F YFD_t \tag{13}$$

Les émissions de carbone sont proportionnelles au contenu en carbone du carburant fossile ε^F et $EF_t > 0$. La combustion de biomasse génère aussi des émissions de carbone. Le flux d'émissions provenant de la biomasse se note:

$$EB_t = \varepsilon^B YBD_t \tag{14}$$

ε^B est le contenu en carbone de la biomasse. Cependant, dans un contexte de gestion durable de la biomasse, les émissions issues de la combustion n'ont aucun impact sur le stock de carbone atmosphérique noté X_t. En effet, le CO_2 relâché lors de la combustion est exactement compensé par le CO_2 capturé dans l'atmosphère par la biomasse lors de la photosynthèse. Ainsi, le stock atmosphérique en (t) est égal au stock atmosphérique en (t-1) moins la photosynthèse plus les émissions. Le montant des émissions capturées par photosynthèse est exactement égal au montant des émissions émises lors de la combustion.

– Le stock d'émissions et le dommage environnemental

Seuls les rejets de flux de CO_2 d'origine fossile s'accumulent dans l'atmosphère pour constituer un stock de carbone (X_t). Ce stock a une certaine capacité d'absorption naturelle par les océans et la biosphère. Soit ζ le taux d'absorption naturel $0<\zeta<1$. L'absorption est supposée proportionnelle au stock, son taux étant constant. De plus, nous considérons un montant exogène d'émissions $\bar{E}$ correspondant aux émissions de gaz à effet de serre provenant d'autres secteurs que celui de l'énergie secondaire. Ainsi, l'évolution du stock de carbone dans le temps s'écrit:

$$X_{t+1} = EF_t + \bar{E} + (1-\zeta)X_t \tag{15}$$

L'augmentation de la concentration de carbone dans l'atmosphère est assimilée dans le modèle à un indicateur du réchauffement climatique. Le dommage environnemental est une fonction croissante et convexe du stock de pollution. Elle prend la forme quadratique standard suivante:

$$D(X_t) = \frac{1}{2} b X_t^2 \tag{16}$$

ou b est un paramètre d'échelle.

Nous décrivons à présent les instruments de politique environnementale que l'agent public peut mettre en place pour réduire les émissions de dioxyde de carbone:

- Il peut lever une taxe sur les émissions de carbone (τ^C); l'assise de la taxe est le contenu en carbone de l'énergie fossile utilisée.
- Il peut subventionner la capture des émissions issues de la biomasse (s^{bcsc}) et de l'énergie fossile (s^{csc}).
- Il peut introduire un instrument hybride qui est une combinaison de la taxe carbone (τ^C) et de la subvention à la capture des émissions issues de la biomasse (s^{bcsc}); le taux des instruments est identique.

Face à ces différents instruments, le producteur d'énergie peut réagir de plusieurs manières. Il peut réduire sa consommation énergétique fossile, substituer de la biomasse à l'énergie fossile et/ou envisager d'installer une technologie de capture et de stockage de carbone. S'il choisit de dépolluer grâce à la technologie de CSC, il peut l'appliquer sur la combustion d'énergie fossile, sur la combustion de biomasse ou sur les deux en même temps

Le producteur d'énergie secondaire a la possibilité de dépolluer sa production grâce à une technologie de CSC. Le coût de la CSC $zF(\mu f_t, EF_t)$ dépend du niveau des émissions (EF_t) et du taux de capture des émissions fossiles (μf_t). Il dépend de manière linéaire au niveau d'émissions et est croissant et convexe avec le taux de capture (Gerlagh et van der Zwaan, 2006). La fonction de coût de la CSC s'écrit:

$$zF(\mu f_t, EF_t) = (\frac{1}{2} k_1 \mu f_t{}^2) EF_t \qquad 0 < \mu f_t < 1 \tag{17}$$

k_1 est le paramètre de convexité de la fonction de coût. L'installation de la CSC sur les sources fossiles conduit à une modification du flux de carbone rejeté dans l'atmosphère telle que $\Delta EF_t = (1 - \mu f_t) EF_t$ et donc à une modification du stock de carbone dans l'atmosphère. Ainsi le stock de carbone accumulé s'écrit :

$$X_{t+1} = (1 - \mu f_t) EF_t + \bar{E} + (1 - \zeta) X_t \tag{18}$$

Le producteur d'énergie peut également capturer les émissions issues de la biomasse si des incitations sont mises en place afin de créer un puits de carbone. La fonction de coût total de la BCSC s'écrit :

$$zB(\mu b_t, EB_t) = (\frac{1}{2} k_1 \mu b_t{}^2) EB_t \qquad 0 < \mu b_t < 1 \tag{19}$$

μb_t correspond à la part des émissions issues de la biomasse EB_t capturée et stockée grâce à la BCSC. Elle est également endogène au modèle. k_2 est le paramètre de convexité de la fonction de coût.

Quand la CSC s'applique aux deux sources d'émissions le stock de carbone dans l'atmosphère correspond à :

$$X_{t+1} = (1 - \mu f_t) EF_t - \mu b_t EB_t + \bar{E} + (1 - \zeta) X_t \tag{20}$$

A présent nous décrivons le profit du producteur d'énergie secondaire en présence de tous les instruments de politique environnementale. Ces instruments seront introduits un par un dans les simulations numériques. La taxe carbone et la subvention à la CSC incitent le producteur d'énergie à développer une technologie de CSC et la subvention à la BCSC l'incite à développer la BCSC. Il choisit les quantités YBD_t et YFD_t ainsi que la part des émissions à capturer avec la CSC (μf_t) et la BCSC (μb_t) qui maximisent son profit. PE_t est le prix de l'énergie secondaire. Le profit suivant prend en compte tous les instruments: la taxe carbone (τ^C) et la subvention à la CSC fossile et à la biomasse (s^{csc}, s^{bcsc})

$$\Pi = PE_t YEO_t - PB_t YBD_t - PF_t YFD_t + s^{bcsc}\mu b_t EB_t + s^{csc}\mu f_t EF_t - \tau^C(1-\mu f_t)EF_t - zF(\mu f_t, EF_t) - zB(\mu b_t, EB_t) \quad (21)$$

Les demandes optimales de facteurs sont les suivantes :

$$YBD_t = A_3^{\sigma-1} YEO_t \left(\frac{(1-a)PE_t}{PB_t - s^{bcsc}\mu b_t \varepsilon^B + \frac{1}{2}k_2 {\mu b_t}^2 \varepsilon^B} \right)^{\sigma} \quad (a)$$

$$YFD_t = A_3^{\sigma-1} YEO_t \left(\frac{aPE_t}{PF_t - s^{csc}\mu f_t \varepsilon^F + \tau^C(1-\mu f_t)\varepsilon^F + \frac{1}{2}k_1 {\mu f_t}^2 \varepsilon^F} \right)^{\sigma} \quad (b) \qquad (22)$$

$$\mu f_t = \frac{s^{csc} + \tau^C}{k_1} \quad (c)$$

$$\mu b_t = \frac{s^{bcsc}}{k_2} \quad (d)$$

Les deux dernières conditions (c et d) montrent que la CSC est développée lorsqu'une subvention ou une taxe carbone est mise en place et que la BCSC est uniquement développée en présence d'une subvention spécifique. La subvention à la BCSC incite également le producteur à utiliser plus de biomasse dans son processus de production (première conditon a) et la subvention à la CSC l'incite également à utiliser plus d'énergie fossile (condition b). Enfin l'autre façon d'inciter au développement de la CSC et de la BCSC est d'instaurer une taxe "flexible" sur les émissions de carbone. Il s'agit d'une combinaison de la taxe carbone et de la subvention à la capture et au stockage des émissions provenant de la biomasse. Le taux de taxe est égal au taux de la subvention.

1.3.5. Les ménages

Les préférences agrégées des consommateurs sont représentées par une fonction de bien-être inter-temporel. L'agrégation suppose l'utilisation du concept de consommateur représentatif. Les ménages sont supposés égaux sur tous aspects (ressources initiales et préférences). Soit C_t la consommation totale à la période t et $D(X_t)$ la fonction de dommage climatique. La fonction de bien-être intertemporel s'écrit alors:

$$W = \sum_{t=0}^{\infty} \frac{1}{(1+\rho)^t} \big(U(C_t) - D(X_t) \big) \quad (23)$$

Où ρ est le taux de préférence pour le présent supposé constant et strictement positif et où $U(\mathrm{C_t})$ est une fonction croissante et concave qui respecte les conditions d'Inada (1963). La fonction d'utilité instantanée est une fonction à élasticité de substitution constante (CES):

$$U(C_t) = \frac{1}{1-\frac{1}{\vartheta}}(C_t)^{1-\frac{1}{\vartheta}} \tag{24}$$

ϑ est l'élasticité de substitution inter-temporelle de la consommation. Les ménages maximisent leur bien-être (équation 23) sous leur contrainte budgétaire inter-temporelle:

$$(r_t + \delta)K_t + w_t L_t + PT_t TD_t + PR_t RD_t + tr = C_t + S_t \tag{25}$$

Les ménages perçoivent un salaire $\mathrm{w_t}$.et le prix de la location du capital qui est précisément le coût d'usage du capital pour les entreprises $(\mathrm{r_t} + \delta)$. Les ménages sont propriétaires des terres $(\mathrm{TO_t})$ et de la ressource non-renouvelable dans l'économie $(\mathrm{RO_t})$. Le loyer de la terre est $\mathrm{PT_t}$ et celui de la ressource carbone est $\mathrm{PR_t}$. tr correspond aux transferts du secteur public vers les ménages. Le revenu des ménages est consacré à l'épargne $(\mathrm{S_t})$ et à la consommation $(\mathrm{C_t})$ Nous supposons qu'il n'y pas d'autre actif dans l'économie[2]. La formation brute de capital est la seule affectation possible de l'épargne. Ainsi, l'épargne correspond à l'investissement brut en capital $\mathrm{S_t} = I_t$. La contrainte (25) peut se réécrire de la façon suivante:

$$K_{t+1} - K_t = r_t K_t + w_t L_t + PT_t TD_t + PR_t RD_t + tr - C_t$$

Nous obtenons l'équation d'Euler, soit:

$$\frac{U'(C_t)}{U'(C_{t+1})} = \frac{1 + r_{t+1}}{1 + \rho} \tag{26}$$

$U'(C_t)$ et $U'(C_{t+1})$ correspondent respectivement à l'utilité marginale d'une unité de consommation supplémentaire à la date t et à la date t+1. Cette condition (26) montre que la trajectoire de la consommation dépend du ratio facteur d'intérêt sur taux de préférence pour le présent. En prenant la forme fonctionnelle de l'utilité définie plus haut (équation 24), l'équation d'Euler devient:

$$C_{t+1} = C_t\left(\frac{1 + r_{t+1}}{1 + \rho}\right)^{\vartheta} \tag{27}$$

1.3.6. Le secteur public

Le secteur public collecte les recettes fiscales, subventionne les secteurs privés et effectue des transferts. Il détient les infrastructures de capture, de transport et de stockage du carbone. Il perçoit donc un revenu lié à leurs utilisations qui est le coût d'utilisation que paye le secteur de l'énergie secondaire. Le budget est supposé équilibré à chaque période. L'équilibre peut se formuler ainsi:

$$G_t = \tau^C(1 - \mu f_t)EF_t - s^{bcsc}\mu b_t EB_t - s^{csc}\mu f_t EF_t - tr + zB(\mu b_t, EB_t) + zF(\mu f_t, EF_t) \tag{28}$$

[2] L'épargne est égale à l'investissement lorsqu'il n'y a pas de marché des fonds prêtables.

1.4. La base de données

Cette étape consiste à assigner des valeurs numériques aux variables et paramètres du modèle théorique afin de pouvoir résoudre le modèle numériquement. Pour reproduire l'état initial de l'économie, il est nécessaire d'attribuer une valeur à chaque variable pour l'année de référence. Dans un premier temps, la base de données est élaborée. Le choix de la valeur des paramètres et des variables est basé sur la littérature empirique. Dans un second temps, les valeurs des paramètres dits calibrés sont déterminés[3]. Ils permettent de reconstituer à partir des équations de comportement la situation d'équilibre à l'année de référence, soit l'année 2005.

- Le secteur de l'énergie secondaire et les émissions

La consommation française d'énergie fossile primaire comprend la consommation de pétrole, de gaz naturel et de charbon. D'après la base de données Pégase (2011) elle était de 5,844 EJ en France. Dans le modèle, nous nous intéressons seulement à l'énergie fossile consommée dans le secteur de l'énergie secondaire. Cela inclut principalement l'activité des centrales thermiques qui utilisent du gaz, du charbon et du pétrole, et le raffinage du pétrole. En 2005, la demande de charbon des centrales thermiques, y compris des centrales industrielles, est environ égale à 6 millions de tep (Mtep). La quantité de gaz naturel utilisée pour la production d'électricité est d'environ 33 TWh (soit 4,4 Mtep). Enfin, la consommation de produits pétroliers est de 6,5 Mtep. La consommation totale d'énergie fossile dans la branche de l'énergie (YFD_0) est de 0,7098 EJ (Pégase, 2011). En France, la biomasse (YBD_0) est principalement utilisée dans la production de chaleur (0,0665 EJ), de biocarburants (0,0169 EJ) et d'électricité (0,0134 EJ), soit un total de 0,0968 EJ (Pégase, 2011).

Le niveau des émissions de CO_2 de la France est à peu près stable depuis 1990. 398 millions de tonnes de CO_2 étaient émises en 1990 contre 420 millions en 2005 (Citepa, 2010). Deux tiers de ces émissions résultent des activités de production et un tiers des ménages. Dans la production, les activités primaires telles que l'agriculture et la sylviculture génèrent 3% des émissions de CO_2. Les activités secondaires génèrent 40% des émissions dont 15% sont imputables au secteur de l'énergie (EF_t) soit 63 millions de tonnes de CO_2. Enfin, le secteur tertiaire est responsable de 22% des émissions. La base de données IREP (2011) sur les émissions de CO_2 permet de recenser les émetteurs industriels français. 42 millions de tonnes de CO_2 sont issues de sources fixes importantes dans le secteur de l'énergie et du raffinage en 2005. Ainsi, toutes ces installations peuvent être équipées d'une chaîne CSC. Les émissions de GHG de la France en 2005 s'élèvent à 561 millions de $tonnes_{eqCO2}$ (Citepa, 2010). Ainsi, les émissions exogènes de la France sont de 513 millions de $tonnes_{eqCO2}$. Pour connaître les émissions issues de la biomasse, nous utilisons le contenu en carbone de la biomasse. D'après le GIEC (2005), ce contenu est de 111 millions de tonnes de CO_2 par exajoule de biomasse transformée. Nous retenons $\varepsilon^B = 111$. Le coefficient d'absorption naturel (ζ) est fixé à 0,4% (Schubert, 2009). C'est le "stock de carbone atmosphérique français"[4]qui est calibré.

- La CSC et la BCSC

[3] Nous utilisons le logiciel GAMS (General Agebraic Modeling System) pour les calculer

[4] Parler de stock de carbone atmosphérique français n'a pas beaucoup de sens car le stock est planétaire. Le "stock de carbone atmosphérique français" constitue dans notre étude un indicateur de désutilité.

Les fonctions de coût de la CSC à partir d'énergie fossile et de biomasse doivent être spécifiées. Le coût de la filière CSC dépend largement du type d'installation et des applications. Ainsi, plusieurs technologies de CSC sont supposées disponibles. Les technologies les moins coûteuses sont développées en premier puis les plus coûteuses en fonction du degré d'incitation économique mis en place. Dans un premier temps, la CSC peut être développée pour faire de la récupération assistée de pétrole et de gaz. Le coût d'un tel procédé se situe aux alentours de 15 € la tonne de CO_2. Gerlagh dans DEMETER estime que la CSC peut se développer dans ce cas de figure pour un coût très faible de 3 € la tonne de CO_2 évitée. Pour encadrer la fourchette haute nous supposons que pour un coût moyen de 100 € la tonne de CO_2, 90%[5] des émissions du secteur de la transformation d'énergie peuvent être équipées d'une technologie de CSC. Ce coût se situe légèrement au-dessus de ce qui est prédit dans la littérature. The Global CCS Institute (2012) estime un coût de la CSC pour des centrales au gaz naturel de 50 à 80 €/tCO_2 évitée et de 17 à 70 €/tCO_2 évitée pour les centrales au charbon.

Les coûts de la BCSC sont difficiles à estimer car il n'existe pas d'installation biomasse de grande taille. A l'heure actuelle, les centrales fonctionnant à la biomasse sont inférieures à 100 MW et la littérature sur les coûts d'un tel système est peu développée. Dans la production d'éthanol, le coût est estimé à 40 €/tCO_2 pour une installation qui capture 0,6 MtCO_2/an (Möllersten *et al.*, 2003). Ce coût ne prend pas en compte la partie transport ni le stockage. Le coût de la chaîne CSC pour le même type d'installation dans une étude de cas en France pour une sucrerie distillerie de la Région Centre est de 95€/tCO_2 lorsque le CO_2 est capturé sur l'étape de fermentation seule et de 155 €/tCO_2 lorsque le CO_2 est capturé sur la fermentation et sur la chaudière au gaz naturel (Laude *et al.*, 2011). Dans la production d'électricité, le coût de capture à partir d'une centrale biomasse à cycle combiné et gazéification intégrée de 24 MW (0,19 MtCO_2/an) est estimé à environ 65 €/tCO_2 (Audus & Freund, 2004). Nous supposons que la CSC appliquée à la biomasse peut se développer à hauteur de 90% pour un coût de 140 €/tCO_2. Ce coût est élevé mais il correspond au cas d'une petite installation que l'on peut trouver en France. En 2005, la part des émissions capturées grâce à la CSC et à la BCSC est supposée nulle car aucun instrument de politique environnementale n'est mis en place.

Le tableau suivant résume les valeurs des paramètres imposés et calibrés.

Tableau 1 : Valeur des paramètres imposés et calibrés

Paramètres imposés

Paramètres	Valeurs	Source
Elast. de substitution inter-temporelle de la conso (ϑ)	0,8	Schubert et Letournel,1991
Taux de dépréciation du capital (δ)	5%	Schubert et Letournel, 1991
Elast. du travail prod. bien final (θ)	0,6297	Nordhaus, 2008
Elast. du capital prod. bien final (γ)	0,3	Nordhaus, 2008
Elast. de substitution fonct. CES (σ)	3	Gerlagh et van der Zwaan, 2003

[5] Il n'est techniquement pas possible de capturer plus de 90% des émissions

Paramètres calibrés

Paramètres	Valeurs
Param. fonction de coût CSC (k_1)	275
Param. fonction de coût BCSC (k_2)	350
Taux de préférence pour le présent (ρ)	3,4%
Coefficient de répartition (a	0,009
Paramètre d'échelle (A_1)	0,014
Paramètre d'échelle (A_2)	0,204
Paramètre d'echelle (A_3)	57
Paramètre d'échelle (A_4)	687

2. Evaluation de la contribution climat-énergie

2.1. La réflexion sur la contribution climat-énergie

Dans le cadre du Grenelle de l'environnement, une réflexion importante a été menée sur l'intérêt d'instaurer en France une contribution climat-énergie (CCE) afin d'infléchir les comportements de production et de consommation d'énergie. Début juillet 2009, une conférence d'experts sur ce dispositif, présidée par l'ancien Premier Ministre Michel Rocard, a été lancée. Le rapport de la conférence souligne trois points importants (Rocard, 2009).

Tout d'abord, le niveau initial de la CCE recommandé ainsi que sa trajectoire dans le temps proviennent du rapport de la commission Quinet[6](CAS, 2009). Le principe de neutralité budgétaire de la réforme consiste à reverser les recettes de la taxe aux ménages et aux entreprises. La redistribution proposée pour les ménages est forfaitaire (chèques verts). Pour les entreprises, elle pourrait s'appliquer sous la forme d'une aide à la transition énergétique, de réduction des cotisations sociales employeurs et du financement de la suppression de la taxe professionnelle.

Ensuite, le rapport met en évidence l'importance de préserver la généralité du signal-prix pour tous les acteurs, hormis pour les installations encadrées par le système européen des permis d'émissions (voir ci-dessous). Des compensations peuvent être envisagées pour respecter le principe de neutralité budgétaire. En revanche, toute exemption et exonération, quel que soit le secteur, est à proscrire.

Enfin, la mise en place de la CCE nécessite de prendre en compte les mécanismes de tarification du carbone déjà existants tels que le système européen d'émissions négociables. L'articulation de ces deux outils est longuement étudiée dans le rapport (p.27-28). Il est recommandé de ne pas appliquer la CCE aux installations françaises soumises à ce système afin de ne pas leur infliger une double taxation ("double peine") qui dégraderait leur compétitivité vis-à-vis des entreprises européennes. Cependant, cette solution engendre une inégalité de traitement entre les installations relevant des deux régimes, d'une part, et ne permet pas d'obtenir l'unicité du prix du carbone, d'autre part.

Le gouvernement s'est par la suite inspiré de ces recommandations pour constituer son projet de loi de finances pour 2010. Cependant, d'importantes divergences se manifestent. Le

[6] La tonne de CO_2 est de 32 € en 2010, 56 € en 2020, 100 € en 2030, 200 € en 2050.

taux initial de la taxe est fixé à 17 €/tCO_2[7] à la place des 32 €/tCO_2. De plus, de nombreuses exonérations et réductions de la taxe sont négociées pour les secteurs du transport routier, de la pêche et de l'agriculture, en plus de l'exemption des installations soumises à quotas. A la fin décembre 2009, le Conseil constitutionnel a décidé d'invalider la CCE pour deux motifs : l'inadéquation entre le dispositif mis en place et les objectifs visés par la politique ainsi que le non-respect du principe d'égalité de traitement devant les charges publiques. La raison principale évoquée par le Conseil est l'exonération accordée aux installations assujetties au système européen des permis.

Ainsi se pose la question de la délimitation du périmètre de la CCE pour satisfaire les exigences constitutionnelles et respecter les critères de compétitivité et d'efficacité économique. L'une des solutions envisagée dans le rapport Rocard (2009) est l'introduction d'une CCE différentielle pour les installations soumises à quotas. C'est une taxe sur les émissions de CO_2 dont le taux est égal à la différence entre le taux de base de la CCE et le niveau du prix moyen du quota de CO_2 sur le marché[8]. Cette solution garantit l'unicité du prix du carbone au taux de la CCE. De plus, elle donne un signal-prix crédible et prévisible[9]aux industriels afin de les orienter dans leurs choix technologiques.

Deux axes d'études sont privilégiés. D'une part, l'étude évalue la mise en œuvre de la CCE telle qu'elle a été envisagée par la conférence des experts. Deux systèmes de tarification coexistent (prix du permis et taux de la CCE recommandée). La question posée est la suivante : ce système permet-il d'atteindre le Facteur 4 dans le secteur de l'énergie compte tenu de la disponibilité de la CSC ? D'autre part, l'étude analyse la mise en œuvre de la taxe différentielle qui garantit l'unicité du prix au taux de la CCE. Cela permet d'évaluer la pertinence des trajectoires de prix, proposées par le rapport Quinet pour atteindre le Facteur 4 dans le secteur de l'énergie.

2.2. Coexistence de la CCE avec le marché des permis

Il convient d'étudier l'assiette de la CCE dans notre étude. La CCE s'applique aux émissions de CO_2 d'origine énergétique non couvertes par le système européen des quotas. D'après la base de données de l'IREP, il existe seulement 10% des installations énergétiques étudiées non assujetties au marché. Cela correspond, en partie, aux installations de petites tailles (inférieures à 20 MW). Les deux instruments sont supposés coexister de la façon suivante : 90% des émissions (EF_t) sont soumises à quotas (P^c) et 10% à la taxe (τ^c). Le profit du producteur d'énergie secondaire (Cf. équation 21) s'écrit de la façon suivante:

$$\Pi = PE_t YEO_t - PB_t YBD_t - PF_t YFD_t - \tau^C(1-\mu f_t)0{,}1EF_t - P^C(1-\mu f_t)0{,}9EF_t - zF(\mu f_t, EF_t) \quad (29)$$

Les demandes de facteurs sont les suivantes:

[7] Cette valeur est supposée refléter le prix moyen sur le marché des permis en 2009.

[8] En admettant que le prix du permis est de 20€/tCO_2 et le taux de la CCE de 32€, la taxe différentielle serait alors de 12€/tCO_2.

[9] Le signal-prix de la CCE met les industriels à l'abri de la spéculation et de la volatilité du marché des permis.

$$YBD_t = A_3^{\sigma-1} YEO_t \left(\frac{(1-a)PE_t}{PB_t} \right)^{\sigma}$$

$$YFD_t = A_3^{\sigma-1} YEO_t \left(\frac{aPE_t}{PF_t + \tau^C(1-\mu f_t)0{,}1\varepsilon^F + P^C(1-\mu f_t)0{,}9\varepsilon^F + \frac{1}{2}k_1 {\mu f_t}^2 \varepsilon^F} \right)^{\sigma}$$

$$\mu f_t = \frac{P^C 0{,}9EF_t + \tau^C 0{,}1EF_t}{k_1} \qquad (30)$$

Les deux instruments sont équivalents dans le modèle en concurrence pure et parfaite. La seule différence réside dans le choix du taux des instruments. Pour la CCE, les recommandations du CAS (2009) sont appliquées (32 € en 2010, 56 € en 2020, 100 € en 2030, 200 € en 2050). Le prix du permis, quant à lui, a connu une forte instabilité lors de la première phase du marché (2005-2008). Cela s'explique en partie par la nouveauté de ce type de régulation et par un excédent d'offre de permis, annoncé par la Commission européenne en 2006. Dès 2007, la modification de l'équilibre entre l'offre et la demande a conduit à une plus faible volatilité du prix des permis sur la deuxième phase du marché (2008-2012). Le prix moyen du quota s'élevait à 20,6 €/tCO_2 en 2005, 22,4 €/tCO_2 en 2008 et 17 €/tCO_2 en 2009 (Bluenext, 2011). Ainsi, un prix initial de 20 €/tCO_2 en 2005 est retenu. Son évolution jusqu'en 2020 dépendra fortement de la troisième phase du marché (à partir de 2013). En 2020, la Commission européenne estime un prix de la tonne de CO_2 compris entre 30 et 39 € et Capros *et al.* (2008) l'évalue à 30 €/tCO_2. Nous supposons une augmentation d'environ 2% par an. Le prix retenu est donc de 20 € en 2005, 29 € en 2020, 35 € en 2030 et 50 € en 2050.

Les recettes de la taxe et des permis sont reversées de manière forfaitaire aux ménages selon le principe de neutralité budgétaire évoqué par la conférence des experts. Cela sous-entend que les permis d'émissions sont alloués aux enchères. Cette hypothèse est réaliste car les principaux acteurs concernés dans notre modèle (électricité et chaleur) devront payer leurs quotas dès 2013.

Le scénario construit à partir de ces éléments est noté:

- S1 : Coexistence permis-CCE,

Soit P^C le prix du permis sur le marché européen (P^C= 29 € en 2020, 35 € en 2030 et 50 € en 2050) et τ^Cle niveau de la CCE appliqué en France (τ^C= 56 € en 2020, 100 € en 2030 et 200 € en 2050).

2.3. Unicité du prix, CCE et CCE différentielle

Le prix de référence est le taux de la CCE. Trois scénarios d'évolution de prix du carbone, recommandés par la commission Quinet, sont évalués. La valeur de la taxe en 2050 est encadrée avec une valeur haute et une valeur basse. Les scénarios sont les suivants :

- S2 : Quinet de base (τ^C= 56 € en 2020, 100 € en 2030 et 200 € en 2050).
- S3 : Quinet bas (τ^C= 56 € en 2020, 100 € en 2030 et 150 € en 2050).
- S4 : Quinet haut (τ^C= 56 € en 2020, 100 € en 2030 et 250 € en 2050).

2.4. Résultats

Le tableau 2 présente les variations en pourcentage des variables économiques et environnementales par rapport à la situation initiale.

Tableau 2 : résultats partie 2

Variation en % par rapport à la situation de référence				
Variables	S1	S2	S3	S4
Environnement				
Stock de carbone (X)	-2,469	-3,428	-3,168	-3,579
Dommage (DS)	-4,875	-6,738	-6,233	-7,029
Emissions fossile (EF)	-51,076	-76,154	-68,128	-79,469
Emissions biomasse (EB)	0,458	0,747	0,046	0,792
Emissions totales (Etot)	-67,977	-93,496	-85,513	-98,134
Entreprises				
Demande de biomasse (YBD)	0,458	0,747	0,646	0,792
Demande de fossile (YFD)	-51,075	-76,155	-68,128	-79,469
Demande d'énergie secondaire (YED)	-1,470	-2,381	-2,065	-2,521
Demande de bien final (YC)	-0,149	-0,242	-0,209	-0,256
Consommation intermédiaire fossile (IF)	-83,258	-97,223	-94,265	-98,090
Consommation intermédiaire biomasse (IB)	1,150	1,878	1,624	1,991
Investissement (I)	-0,149	-0,242	-0,209	-0,256
Demande de capital (KD)	-0,149	-0,242	-0,209	-0,256
Consommateur				
Epargne (S)	-0,149	-0,242	-0,209	-0,256
Consommation finale (C)	-0,092	-0,197	-0,158	-0,215
Prix				
Prix biomasse (PBTTC)	-0,688	1,122	0,971	1,189
Prix fossile (PFTTC)	27,978	63,478	48,137	71,982
Prix énergie secondaire (PE)	1,341	2,191	1,895	2,323
Prix terre (PT)	1,150	1,878	1,624	1,991
Salaire (w)	-0,149	0,242	-0,209	-0,256
Taux d'intérêt (r)	ns*	ns	ns	ns
Prix ressource carbone (PR)	-83,258	-97,223	-94,265	-98,090
Bien-être				
Bien-être global (Bê)	0,28512	0,39205	0,38077	0,39924
Bien-être économique (U(C))**	- 0,01031	- 0,02445	- 0.02128	- 0,02591

*Le taux d'intérêt varie uniquement et faiblement lors de la période transitoire

** Le bien-être économique est la somme actualisée de l'utilité de la consommation sur la période étudiée. Le bien-être global est la somme actualisée de (U(C)-D(S))

Tableau 3: Part des émissions capturées grâce à la CSC en 2050 (%)

	S1	S2	S3	S4
CSC	35%	73%	55%	91%

Le scénario S1 (Coexistence permis-CCE) ne permet pas d'atteindre le Facteur 4 dans les secteurs de la production d'énergie. Les émissions de CO_2 passent de 48,3 Gt à 15,4 Gt, soit une baisse de 68% (variable Etot). Le prix qui émerge du marché européen des permis, tel que nous l'avons supposé, n'est pas suffisamment élevé pour amplement développer la capture et le stockage du carbone. En effet, seulement 35% des émissions de CO_2 sont capturés dans ce scénario (Cf. tableau 3). Des substitutions entre énergie fossile et biomasse ont lieu, la production d'énergie diminue. Pour autant, cela est insuffisant pour atteindre l'objectif environnemental que s'est fixé la France.

Ce secteur est constitué d'installations fixes propices à l'installation d'une chaîne CSC. Cependant, il est couvert à environ 90% par le marché européen des permis. La volatilité du marché, la faiblesse du prix du quota et le manque de visibilité de long terme sont autant de facteurs nuisibles pour le développement de la CSC.

Ainsi, les scénarios S2, S3 et S4 privilégient le principe d'unicité du prix du carbone. Le taux de la CCE est le prix de référence. Ces scénarios peuvent être interprétés comme la coexistence de la CCE et du marché des permis dont le prix du permis est complété par la taxe différentielle, d'une part, et comme une taxe carbone généralisée à toutes les activités avec suppression du marché des permis, d'autre part.

Les scénarios recommandés par la commission Quinet (S2, S3, S4) entraînent de très larges réductions d'émissions dans le secteur de l'énergie (variable Etot, tableau 2). Les trois scénarios vont bien au-delà de l'objectif Facteur 4. Dans le scénario S2 (Quinet de base), les émissions décroissent de 93,5%. Cela représente une division par 15 des émissions. Dans le scénario S4 (Quinet haut), le secteur de l'énergie est presque entièrement neutre en carbone. Sur le long terme, il émet seulement 0,9 Gt de CO_2 par an contre 48,3 Gt en 2005.

Le niveau élevé de la taxe incite davantage la CSC à se développer. A long terme, 73% des émissions sont capturées dans le scénario S2 (Quinet de base) et 91% dans le scénario S4 (Quinet haut)(Cf. tableau 3).

Ces trois scénarios ralentissent l'activité économique. La production d'énergie diminue en moyenne de 2,3% et l'output de 0,24%. De plus, ils pèsent sur le bien-être économique des ménages (U(C), tableau 2). Ce dernier est deux fois plus affecté dans les scénarios Quinet que dans le scénario S1.

Pour atteindre le Facteur 4 en 2050 une CCE moins ambitieuse pourrait être envisagée afin de relâcher la contrainte qui pèse sur l'économie. Pour cela, nous calculons le taux de taxe de long terme capable de diviser par quatre les émissions du secteur énergétique. Le taux trouvé est de 113 €/tCO_2. L'impact de cette nouvelle taxe (Facteur4-CCE) est analysé dans le tableau 4. La trajectoire est celle préconisée par le rapport Quinet, soit 56 € en 2020, 100 € en 2030 et 113 € en 2050.

Grâce à une taxe moins élevée, le Facteur 4 peut être obtenu dans le secteur de l'énergie tout en préservant l'activité économique. L'output et la consommation sont moins affectés dans ce nouveau scénario. L'output diminue de 0,168% contre 0,242% dans le scénario S2 (Quinet de base) et la consommation de 0,113% contre 0,197% dans ce même scénario.

Tableau 4 : Résultats CCE-Facteur 4

Variation en % par rapport à la situation de référence	
Variables	Facteur 4-CCE $\tau^c = 113 *$
Environnement	
Stock de carbone (X)	-2,829
Dommage (DS)	-5,576
Emissions fossile (EF)	-56,491
Emissions biomasse (EB)	0,521
Emissions totales (Etot)	-75
Entreprises	
Demande de biomasse (YBD)	0,521
Demande de fossile (YFD)	-57,067
Demande d'énergie secondaire (YED)	-1,669
Demande de bien final (YC)	-0,168
Consommation intermédiaire fossile (IF)	-87,922
Consommation intermédiaire biomasse (IB)	1,309
Investissement (I)	-0,168
Demande de capital (KD)	-0,168
Consommateur	
Epargne (S)	-0,168
Consommation finale (C)	-0,113
Prix	
Prix biomasse (PBTTC)	0,783
Prix fossile (PFTTC)	33,827
Prix énergie secondaire (PE)	1,526
Prix terre (PT)	1,309
Salaire (w)	0,168
Taux d'intérêt (r)	ns**
Prix ressource carbone (PR)	-87,922
Bien-être	
Bien-être global (Bê)	0,36485
Bien-être économique (U(C))***	-0,01763

*Le taux de la taxe est celui de 2050

**Le taux d'intérêt varie uniquement et faiblement lors de la période transitoire

*** Le bien-être économique est la somme actualisée de l'utilité de la consommation sur la période étudiée.

Cette première analyse montre que le Facteur 4 peut être obtenu dans le secteur de l'énergie grâce à une taxe carbone dont le taux de long terme est proche de 113 €/tCO_2. Cette valeur est amplement plus faible que les recommandations du rapport du CAS (2010) car la technologie de CSC est supposée disponible dès 2020. Cependant, pour diviser par 4 les émissions globales de la France des efforts plus importants pourraient être menés dans le secteur énergétique. Ainsi, les scénarios de prix du carbone plus ambitieux tels que ceux recommandés par Quinet pourrait s'appliquer.

L'étude préconise d'appliquer le principe d'unicité du prix du carbone pour garantir l'efficacité économique. La coexistence de deux prix du carbone, l'un provenant du marché et l'autre provenant de la CCE ne permet pas de réaliser le Facteur 4. En effet, ce secteur est soumis à 90% au marché des permis dont le prix est trop faible pour induire suffisamment de basculements technologiques vers la CSC.

La partie suivante compare l'efficacité de plusieurs instruments économiques pour répondre à l'objectif Facteur 4.

3. Comparaison de plusieurs instruments pour atteindre le Facteur 4

3.1. Scénarios

Les instruments étudiés sont ceux qui ont l'avantage d'inciter au développement de la BCSC (ils sont comparés à la taxe carbone). En France, la biomasse est principalement valorisée sous forme de chaleur et de biocarburants. 8954 ktep de biomasse solide sont consommés dans la production de chaleur et de froid. Cette part devrait atteindre 15900 ktep en 2020 pour atteindre l'objectif européen du paquet climat-énergie "20% d'énergie renouvelable en 2020". De même, la consommation de biocarburants de 403 ktep en 2005 devrait atteindre 3500 ktep en 2020. La filière bois-énergie se développe également dans le secteur de l'électricité. Elle devrait atteindre 1477 ktep en 2020 contre seulement 320 ktep en 2005 (Commissariat général du développement durable, 2011).

Les quatre scénarios mis en oeuvre pour atteindre le Facteur 4 dans le secteur énergétique sont les suivants:

- S1: Une taxe carbone dont les revenus sont reversés forfaitairement aux ménages.
- S2: Un instrument hybride (combinaison de la taxe carbone et de la subvention à la capture des émissions issues de la biomasse) dont les revenus sont reversés forfaitairement aux ménages.
- S3: Une taxe carbone dont les revenus sont recyclés sous forme de subvention à la capture des émissions issues de la biomasse.
- S4: Une subvention unique à la capture des émissions sans distinguer leur provenance prélevée sur le budget des ménages.

3.2. Résultats

La taxe carbone est à nouveau simulée (S1) pour pouvoir comparer les autres instruments à cette dernière sur la même base. En effet, dans ces simulations, l'objectif environnemental de long terme (Facteur 4) est fixé de manière exogène et les taux des instruments sont calculés de manière endogène par le modèle. Le taux de long terme de la taxe est identique à la simulation précédente (taxe Facteur4-CCE, tableau 4), cependant le niveau de dommage, d'utilité et de bien-être est différent car la trajectoire de la taxe diverge.

Les tableaux 5 et 6 présentent les résultats.

Tableau 5: Part des émissions capturées grâce à la CSC et la BCSC en 2050 (%)

	S1	S2	S3	S4
CSC	40%	35%	24%	75%
BCSC	0	28%	96%	59%

Tableau 6 : Résultats partie 3

Variation en % par rapport à la situation de référence				
Variables	S1 $\tau^c = 113$*	S2 $\tau^c = s^{bcsc} = 97$	S3 $\tau^c = 67$ $s^{bcsc} = 335$	S4 $s^{bcsc} = s^{csc} = 205$
Environnement				
Stock de carbone (X)	-1,561	-1,561	-1,561	-1,561
Dommage (DS)	-3,112	-3,112	-3,112	-3,112
Emissions totales (Etot)	-75	-75	-75	-75
Emissions fossile (EF)	-57,067	-51,891	-38,779	47,098
Emissions biomasse (EB)	0,521	0,519	0,959	-0,116
Entreprises				
Demande de biomasse (YBD)	0,521	0,519	0,959	-0,116
Demande de fossile (YFD)	-57,067	-51,891	-38,779	47,098
Demande d'énergie secondaire (YED)	-1,669	-1,447	-0,485	1,374
Demande de bien final (YC)	-0,168	-0,146	-0,049	0,137
Consommation intermédiaire fossile (IF)	-87,922	-83,947	-70,674	162,433
Consommation intermédiaire biomasse (IB)	1,309	1,302	2,415	-0,291
Investissement (I)	-0,168	-0,146	-0,049	0,137
Demande de capital (KD)	-0,168	-0,146	-0,049	0,137
Consommateur				
Epargne (S)	-0,168	-0,146	-0,049	0,137
Consommation finale (C)	-0,113	-0,094	-0,049	-0,047
Prix				
Prix biomasse (PBTTC)	0,783	0,655	-0,043	-0,730
Prix fossile (PFTTC)	33,827	28,679	18,094	-12,748
Prix énergie secondaire (PE)	1,526	1,319	0,438	-1,219
Prix terre (PT)	1,309	1,302	2,415	-0,291
Salaire (w)	0,168	-0,146	0,049	0,137
Taux d'intérêt (r)	ns**	ns	ns	ns
Prix ressource carbone (PR)	-87,922	-89,947	-70,674	162,433
Bien-être économique				
Bien-être économique (U(C))***	-0,00139	-0,00115	-0,00065	-0,00101

*Les taux des instruments sont les valeurs de long terme en €/tCO_2

**Le taux d'intérêt varie uniquement et faiblement lors de la période transitoire

***Le bien-être économique est la somme actualisée de l'utilité de la consommation sur la période étudiée.

Tout d'abord, la taxe carbone dont les revenus sont recyclés sous forme de subvention à la BCSC est l'instrument le moins coûteux pour atteindre le Facteur 4 dans le secteur de l'énergie. Le bien-être économique baisse seulement de 0,0006%. Le taux de taxe de long terme étant seulement de 67 €/tCO_2, la demande d'énergie fossile diminue moins que dans les autres scénarios. Il en résulte une baisse de la demande d'énergie secondaire de seulement 0,4%. L'activité économique est préservée. L'output décroît de 0,049% contre 0,169% dans le scénario S1. Ce scénario développe très largement la BCSC (96% des émissions sont capturées dans le long terme).

Ensuite, la subvention à la capture des émissions (S4) a un impact positif sur l'économie. Elle induit une augmentation de la production d'énergie secondaire et du niveau d'output. Cependant elle est plus coûteuse que le scénario S3 en termes de bien-être. La réduction des émissions de 75% pèse sur le budget des ménages. De plus, en incitant au développement de la CSC elle encourage également l'extraction et l'utilisation d'énergie fossile. L'extraction de la ressource fossile est multipliée par 2.6, le prix de l'énergie fossile baisse de 12%. Par conséquent, sa demande augmente de 47%

Enfin, la taxe flexible est plus économiquement efficace que la taxe carbone seule car elle incite au développement de la BCSC.

Conclusion

La France s'est fixée comme objectif de diviser par quatre ses émissions de GES d'ici 2050 par rapport à 1990.

Ce travail évalue tout d'abord la mise en place d'une contribution climat-énergie, telle qu'elle a été envisagée par la conférence des experts en 2009. Cette taxe basée sur les recommandations du rapport du CAS (2009) s'applique aux installations non soumises au marché européen des permis négociables. Ainsi, l'articulation des deux systèmes de prix est simulée dans le modèle. Les résultats montrent que le Facteur 4 dans le secteur de l'énergie ne peut être atteint avec ce système. En effet, ce secteur est assujetti au marché des permis à hauteur de 90% et le prix émanant de la confrontation entre l'offre et la demande est insuffisant pour modifier les comportements des pollueurs et développer suffisamment la CSC.

Ensuite, nous proposons d'instaurer un système qui respecte le principe d'unicité du prix du carbone dont le prix est plus élevé que sur le marché des permis. Les scénarios introduits dans le modèle sont ceux recommandés par le CAS (2009). Ces scénarios de prix incitent au développement de la CSC et engendrent donc de très larges réductions d'émissions dans le secteur de l'énergie (baisse de plus de 90%). Le bilan environnemental va bien au-delà du Facteur 4, ce qui affecte négativement l'activité économique. Un nouveau scénario moins ambitieux est proposé afin de préserver l'activité économique, il consiste à se fixer un objectif strict de Facteur 4 dans ce secteur.

Enfin, nous comparons l'efficacité économique de plusieurs instruments de politique environnementale pour atteindre le Facteur 4. L'étude montre que les instruments les moins coûteux sont ceux qui permettent également de développer la BCSC. Les résultats montrent que l'instrument le moins coûteux est la taxe carbone dont les revenus sont utilisés pour subventionner la BCSC. La subvention unique à la capture des émissions d'origine fossile et biomasse est le deuxième instrument le moins coûteux. Cependant, l'inconvénient majeur de cet instrument est d'accroître l'extraction et l'utilisation d'énergie fossile. Si l'Autorité Environnementale décide de conduire une politique de taxation environnementale il est alors moins coûteux de mettre en place une taxe carbone et d'affecter ses revenus à la subvention

de la BCSC que d'introduire un instrument hybride pour atteindre des objectifs environnementaux ambitieux.

Certaines limites à notre analyse méritent d'être mentionnées. Il subsiste de l'incertitude sur les paramètres qui déterminent le coût des technologies de CSC et de BCSC. Ces technologies sont encore immatures et peu d'études empiriques existent sur les coûts marginaux de réduction des émissions de la BCSC. En conséquence, la valeur du taux des instruments dans la partie sur la comparaison des coûts doit être prise avec précaution car l'étude porte sur le coût relatif des instruments. De plus, l'hypothèse que nous faisons sur la disponibilité technique de ces technologies dès 2020 peut paraître optimiste compte tenu des incertitudes qui pèsent sur le stockage géologique, l'acceptabilité sociale et le manque de réglementation autour de ces technologies. Cependant, pour atteindre les objectifs environnementaux ambitieux dès 2050, le rapport RECIPE (2009) montre que les applications commerciales doivent voir le jour dès 2020. Néanmoins, pour pallier les limites induites par les hypothèses du modèle, nous pourrions envisager dans des recherches futures d'introduire de l'incertitude sur la disponibilité et la maturité des technologies de CSC et de BCSC ainsi qu'une contrainte sur la capacités de stockage dans les formations géologiques.

Bibliographie

Audus, H., & Freund, P. (2004). Climate change mitigation by biomass gasification combined with CO_2 capture and storage, Proceedings of 7th International Conference on Grenhous Gas Control Technologies, Peer-reviewed papers and Plenary presentations, IEA, Cheltenham, UK.

Azar, C., Lindgren, K., Larson, E., & Möllersten, K. (2006). Carbon capture and storage from fossil fuels and biomass-costs and potential role in stabilizing the atmosphere, Climatic Change, vol. 74, n°1-3, pp. 47-49.

Azar, C., Lindgren, K., Obersteiner, M., Riahi, K., van Vuuren, D., Michel, K., et al. (2010). The feasibility of low CO_2 concentration targets and the role of bio-energy with carbon capture and storage (BECCS), Climatic Change, vol. 100, n°1, pp. 195-202.

Capros, P., Mantzos, L., Papandreou, V., & Tasios, N. (2008). Model- based Analysis of the 2008 EU Policy Package on Climate Change and Renewables, disponible en ligne: http://ec.europa.eu/clima/documentation/package/docs/analysis_en.pdf

CAS (Centre d'analyse stratégique), (2009). La valeur tutélaire du carbone, Rapport du groupe présidé par Alain Quinet, rapporteur général Luc Baumstark, La Documentation française, Paris.

Commissariat général du développement durable, (2010). CO_2 et activités économiques de la France: tendances 1990-2007 et facteurs d'évolution, Etudes et Documents n°27.

Commissariat général du développement durable, (2011). Bilan énergétique de la France pour 2010, service de l'observation et des statistiques, disponible en ligne: www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr

Edenhofer, O., Bauer, N., & Kriegler, E. (2005). The impact of technological change on climate protection and welfare: insight from the model MIND, Ecological Economics, vol. 54, pp. 277-292.

Gerlagh, R., & van der Zwaan, B. (2003). A sensitivity analysis of timing and costs of greenhouse gas emission reductions, Climatic Change, vol. 65, pp. 1-33.

Gerlagh, R. (2006). ITC in a global growth-climate model with CCS: The value of induced technical change for climate stabilisation, The Energy Journal, Special issues, pp. 223-240.

Gerlagh, R., & van der Zwaan, B. (2006). Options and instruments for a deep cut in CO_2 emissions: Carbon capture or renewables, taxes or subsidies? The Energy Journal, vol. 27, pp. 25-48.

GIEC. (2005). IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, Prepared by Working Group III of the IPCC, Cambridge, UK: Cambridge University Press.

Global CCS Institute (2012). The Global Status of CCS 2012. Canberra, Australia

Grimaud, A., Lafforgue, J., & Magné, B. (2009). Climate change mitigation options and directed technical change: A decentralized equilibrium analysis, Working paper, disponible à: http://idei.fr/doc/wp/2009/sequestration_1109.pdf.

Inada, K. (1963). On a Two-Sector Model of Economic Growth: Comments and a Generalization, Review of Economic Studies, vol. 30, n°2, pp. 119-127.

Katofsky, R., Stanberry, M., Frantzis, L. (2010). Achieving climate stabilization in an insecure world: does renewable energy hold the key? Report International Energy Agency - Renewable Energy Technology Development.

Laude,O., Ricci, O., Bureau, G., Royer-Adnot, J., & Fabbri, A. (2011). CO_2 capture and storage from a bioethanol plant : Carbon and energy footprint and economic assessment" International Journal of Greenhouse Gas Control, vol. 5, pp. 1220-1231

Luckow, P., Wise, M., Dooley, J.J., & Kim, S. (2010). Large-scale utilization of biomass energy and carbon dioxide capture and storage in the transport and electricity sectors under stringent CO_2 concentration limit scenarios, International Journal of Greenhouse Gas Control, vol. 4, pp. 865-877.

McFarland, J., & Herzog, H. (2006). Incorporating carbon capture and storage technologies in integrated assesment models, Energy Economics, vol. 28, pp. 632-652.

Michel (2009) SOCECO2 – Evaluation technico-économique et environnementale de la filière captage, transport, stockage du CO2 à l'horizon 2050 en France. Rapport final. BRGM/RP-57036-FR Février 2009

Möllersten, K., Yan, J., & Moreira, J. (2003). Potential market niches for biomass energy with CO_2 capture and storage-opportunities for energy supply with negative CO_2 emissions, Biomass and Bioenergy, vol.25, n°3, pp. 273-285.

Nordhaus, W. (2008). A question of balance: Weighing the options on global warming, Yale University Press.

Otto, V., & Reilly, J. (2008). Directed technical change and the adoption of CO_2 abatement technology: The case of CO_2 capture and storage, Energy Economics, vol. 30, pp. 2879-2898.

RECIPE (2009), The Economics of Decarbonization, Report on Energy and Climate Policy in Europe.

Rhodes, J., & Keith, D. (2002). Bury, burn or both: a two for one deal on biomass carbon and energy, Climatic Change, vol. 54, pp. 375-377.

Ricci, O. (2012). Providing adequate economic incentives for bioenergies with CO_2 capture and geological storage, Energy Policy vol. 44, pp. 362-373

Ricci, O., & Selosse, S., (2011). Global and regional potential for bioelectricity with carbon capture and geological storage. Document de travail dans les cahiers de la chaire modélisation prospective n°2011-03

Rocard, M. (2009). Rapport de la conférence des experts et de la table ronde sur la contribution Climat et Énergie.

Schubert, K., & Letournel, P.Y. (1991). Un modèle d'équilibre général appliqué à l'étude de la fiscalité française, Économie et prévision, n°98, pp. 83-99.

Schubert, K. (2009). Pour la taxe carbone, la politique économique face à la menace climatique, Paris: Rue d'Ulm/Presses de l'Ecole normale supérieure.

van den Broek, M., Veenendaal, V., Koutstaal, P., Turkenburg, W., Faaij, A. (2011). Impact of international climate policies on CO2 capture and storage deployment: Illustrated in the Dutch energy system, Energy Policy, 39, 2000--2019.

van Vuuren, D., Den Elzen, M., Lucas, P., Eickhout, B., Strengers, B., Van Ruijven, B., et al. (2007). Stabilizing greenhouse gas concentrations at low levels: an assessment of reduction strategies and costs, Climatic Change, vol. 81, pp. 119-159.

Base de données accessibles en ligne:

Citepa (2010)

http://www.citepa.org/publications/Inventaires.htm

IREP (2011)

http://www.irep.ecologie.gouv.fr/IREP/index.php

Bluenext (2011)

http://www.bluenext.eu/

Pégase (2011)

http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/donnees-ligne/telechargement/pegase.html

Working Paper Series

n° 2012-09

n° 2012-09 **Politiques de soutien à la capture et au stockage du carbone en France : un modèle d'équilibre général calculable**
by Olivia Ricci

n° 2012-08 **Environmental Policy and Directed Technological Change: Evidence from the European carbon market**
by Raphael Calel and Antoine Dechezleprêtre

n° 2012-07 **Will technological progress be sufficient to effectively lead the air transport to a sustainable development in the mid-term (2025)?**
by Benoit Chèze, Julien Chevallier and Pascal Gastineau

n° 2012-06 **Exploring a new model in carbon accounting**
by Ana I. Mateos-Ansótegui

n° 2012-05 **Air traffic energy efficiency differs from place to place: new results from a macro-level approach**
by Benoit Chèze, Pascal Gastineau and Julien Chevallier

n° 2012-04 **Preservation and Endogenous Uncertain Future Preferences**
by Alain Ayong Le Kama

n° 2012-03 **Study of the evolution of the northwestern European natural gas markets using S-GaMMES**
by Ibrahim Abada

n° 2012-02 **A stochastic generalized Nash-Cournot model for the northwestern European natural gas markets with a fuel substitution demand function: The S-GaMMES model**
by Ibrahim Abada

Contact us :
Chaire Economie du Climat - Palais Brongniart (4e étage)
28 Place de la Bourse, 75 002 Paris
Tel : +33 (0)1 73 01 93 31

Email : contact@chaireeconomieduclimat.org

Working Papers Publication Director: Pierre-André Jouvet

Les opinions exposées ici n'engagent que les auteurs. Ceux-ci assument la responsabilité de toute erreur ou omission

La Chaire Economie du Climat est une initiative de CDC Climat et de l'Université Paris-Dauphine sous l'égide de la Fondation Institut Europlace de Finance

Climate Economics Chair
Paris-Dauphine University
CDC Climat