C.I.R.E.D.
CENTRE INTERNATIONAL DE RECHERCHE SUR L'ENVIRONNEMENT ET LE DÉVELOPPEMENT

Programme GICC 2004 – « Climat et développement : Réconciliation entre contraintes environnementales et politiques nationales de développement dans les PED »

Rapport final

Décembre 2007

Confidentialité normale

Organisme bénéficiaire : SMASH
Unité effectuant les travaux :
CIRED, UMR 8568
45bis Avenue de la Belle Gabrielle
94736 Nogent sur Marne Cedex
Responsable des travaux : Jean-Charles Hourcade
Téléphone : 01 43 94 73 80
N° de Convention ADEME : 0409C0024
N° de Convention SMASH : WM
Date du contrat : 10 décembre 2004
Durée du contrat : 24 mois

C.I.R.E.D. UNITÉ MIXTE DE RECHERCHE EHESS ET CNRS - UMR 8568
JARDIN TROPICAL
45 BIS AVENUE DE LA BELLE GABRIELLE
94736 NOGENT-SUR-MARNE CEDEX - FRANCE
TEL : (33-1) 01 43 94 73 73
FAX : (33-1) 01 43 94 73 70
http://www.centre-cired.fr

Table des matières

INTRODUCTION 4
PARTIE I - QUEL REGIME DE COORDINATION POST 2012 6
1. Les limites du système cap and trade 6
1.1. Un marché carbone non adapté aux pays en développement (PED) 6
1.2. Un accord impossible sur des principes d'équité 9
2. Trajectoires de développement et politiques climatiques 14
3. Conclusion 17
Bibliographie 17
PARTIE II - ETUDES DE CAS 20
II. IMPACTS ET MECANISMES MACROECONOMIQUES D'UNE CONTRAINTE CARBONE DANS LES PAYS EN DEVELOPPEMENT 21
1. Contrastes et paradoxes dans les profils de gains et de pertes de revenu 23
2. Politique climatique et réduction de la dépendance pétrolière et gazière 25
3. Evolutions de la facture énergétique des ménages 28
4. Influence des termes de l'échange et du coût énergétique de la production 32
Bibliographie *34*
III. LES ENERGIES DE BIOMASSE : UNE OPPORTUNITE POUR LE BRESIL DE LIER ENERGIE, ENVIRONNEMENT ET DEVELOPPEMENT ? 35
1. Contexte et objectifs 35
1.1. Un contexte brésilien libéré de contraintes de sécurité énergétique et de profils d'émissions énergétiques de GES élevés 36
1.2. Quel positionnement du Brésil dans les négociations internationales sur le changement climatique 38
1.3. Une contrainte de développement primordiale 43
2. Scénarios d'expansion de l'éthanol brésilien 49
2.1. Un avantage comparatif évident 49
2.2. Des facteurs limitant un développement massif des bioénergies 52
2.3. Satisfaire une demande potentiellement énorme 53
2.4. Données de scénario avec niveau de demande et prix exogènes 54
3. Évaluation du bilan net d'un scénario 450 ppm pour le Brésil avec ouverture des marchés d'exportation pour les biocarburants 58
4. Conclusion 62
Bibliographie 64
IV. L'INDE ET LA QUESTION DU CHARBON : QUAND LE CLIMAT IMPOSE UNE CONTRAINTE INCONTOURNABLE ? 65
1. Contexte et objectifs 65
1.1. Eléments de contexte 65
1.2. Objectif de l'exercice de prospective 67
2. Trois faiblesses du scénario de référence indien 68
2.1. Une forte vulnérabilité au peak-oil 68
2.2. Un secteur électrique déficient 69
2.3. Vers une forte dépendance au charbon 71
3. Double dividende de mesures sans regret 73
3.1. Les enjeux 73
3.2. Evaluations économiques et environnementales de réformes dans le secteur électrique 73
4. La séquestration comme variable d'ajustement 82
5. Conclusion 85
Bibliographie 87
PARTIE III - CONCLUSION GENERALE 88
Bibliographie 92
VALORISATION 93

Introduction

L'enjeu des négociations internationales qui se tiennent à Bali en décembre 2007 et se poursuivront l'année prochaine en Pologne, fin 2008 (COP14/MOP4) est de taille. Il s'agira de donner corps à la seconde période d'engagement du Protocole de Kyoto. Un accord devra survenir avant fin 2009 de manière à ce qu'il n'y ait pas césure entre les deux périodes d'engagement. Si l'on veut respecter la lettre de la convention de Rio i.e. « stabiliser des concentrations en gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère à un niveau qui empêcherait une interférence dangereuse avec le système climatique », la communauté scientifique dit qu'il faut diviser par deux les émissions de GES au niveau mondial. Bien entendu ce niveau ne pourra être atteint sans la participation des PED et ce pour deux raisons :

- d'une part, les émissions de GES des PED représentent d'ores et déjà plus de la moitié des émissions de GES au niveau mondial, et d'après les projections de l'AIE (2007), deux tiers de la croissance des émissions entre 2006 et 2030 dans leur scénario de référence seront imputables aux PED.

- d'autre part, le retour des USA et leur engagement dans des objectifs de réduction restent conditionnés à l'engagement des PED.

Ainsi, l'enjeu principal des négociations internationales sur le changement climatique est de déterminer les modalités d'intégration des pays en développement dans le processus de réduction des émissions de GES.

Ce projet vise donc à déterminer les modalités de politiques climatiques multilatéralement coordonnées susceptibles d'inciter les pays en développement (PED) à prendre des engagements de réduction de leurs émissions de gaz à effet de serre (GES).

Il prend acte du fait que les analyses disponibles, en termes "d'équité du partage du fardeau", tendent à sous-estimer le fait que la Convention Climat adoptée à Rio de Janeiro (1992) s'inscrit dans le cadre d'une stratégie de développement durable, signifiant ainsi que les PED ne sauraient accepter qu'une contrainte sur leurs émissions ne conduise in fine à limiter leur développement. Après avoir montré pourquoi les transferts de revenus obtenus via les mécanismes actuels du Protocole de Kyoto ne sauraient, à eux seuls, assurer le respect de ce principe, la recherche menée dans le cadre de ce projet s'est attachée à :

- cerner, dans le cas du Brésil et de l'Inde pays majeurs du G77 présentant des systèmes énergétiques et modes d'occupation de l'espace très contrastés, les points de contradiction entre baisse des profils d'émissions de GES et développement : problèmes redistributifs, caractère incontournable de la valorisation du charbon en Inde, et valorisation économique de la forêt Amazonienne par la biomasse ;

- détecter pour ces deux pays, les types d'obstacles au développement dont la levée serait facilitée par des choix moins intensifs en carbone, et évaluer les potentiels techniques et économiques d'un effet levier entre politiques climatiques et développement ;

- étudier les types de compromis maximisant l'effet levier sur le développement et minimisant les capacités de blocage des points de contradiction ;

- cerner comment le régime climatique multilatéral post-2012 peut en complémentarité avec d'autres dimensions de la régulation internationale ou des politiques de coopération, fournir les conditions institutionnelles permettant de supporter de tels compromis, la question centrale étant la capacité d'un cadre fait de règles s'appliquant en toute généralité,

à intégrer la grande hétérogénéité des situations préexistantes tant du point de vue des tendances d'émissions que du point de vue des contraintes de développement.

La première partie de ce rapport de recherche se place dans la perspective des négociations internationales et des types d'instruments et d'approches susceptibles de montrer un niveau de consensus suffisant pour une large participation. Elle montre les limites de l'approche de cap and trade sur laquelle s'est construite le Protocole de Kyoto, dans la perspective d'un élargissement aux PED et propose de repartir des priorités de développement spécifiques à chaque pays pour promouvoir des trajectoires de développement sobres en émission de GES.

La seconde partie constitue une évaluation de l'incitation pour les PED constituée par l'inversion de la problématique environnement développement par rapport à l'imposition d'une contrainte carbone constituée par un prix unique mondial du carbone. Dans un premier temps, nous faisons apparaître les mécanismes guidant les pertes et gains pour les PED d'une telle contrainte carbone, en se focalisant sur l'Inde et le Brésil. Dans un deuxième temps, nous évaluons les points d'ancrage possibles selon leurs spécificités pour que ces deux pays participent à la mise en œuvre de trajectoires sobres en carbone par le biais de synergies entre environnement et développement. Dans le cas du Brésil nous évaluerons d'un point de vue économique son potentiel de développement de bioéthanol sur le marché mondial, et dans le cas de l'Inde, nous évaluerons les marges de manœuvre possibles pour allier politiques et mesures sans regret dans le secteur électrique et financement de la séquestration géologique du carbone.

La troisième partie conclue le rapport en proposant sur la base des réflexions élaborées dans les deux premières parties et des résultats obtenus, des adaptations du Protocole de Kyoto pour un régime international et tente de déterminer au sein des dynamiques économiques nationales spécifiques les points d'appui pour mettre en œuvre des financements de développement « propre ».

Partie I - Quel régime de coordination post 2012

1. Les limites du système cap and trade

Le système acté pour la première phase d'engagement s'est fixé sur la mise en œuvre de quotas d'émissions (Conférence de Berlin) à défaut d'un système basé sur une taxe harmonisée au niveau international. La négociation sur les quotas conduira à la mise en place de mécanismes de flexibilité, avec notamment la création d'un système de permis d'émissions négociables entre les pays ayant un objectif contraignant de réduction d'émissions, pour parer à l'incertitude sur les coûts et réaliser les réductions d'émissions là où elles sont les moins coûteuses. C'est ainsi que la Conférence de Kyoto déboucha sur la mise en œuvre du système de Cap and Trade censé couvrir l'ensemble des secteurs et centré sur un prix unique du carbone à partir duquel s'établissent une demande et une offre de quotas.

1.1.Un marché carbone non adapté aux pays en développement (PED)

Lors des débats qui ont débouché sur la mise en oeuvre du système de cap and trade, les économistes ont systématiquement oublié de rappeler que les outils économiques définis comme optimaux dans un monde de premier rang peuvent s'avérer avoir des effets pervers si ils sont appliqués dans un monde de second rang. Beaucoup d'expertises développées ont trop souvent oublié que le monde réel est en fait un monde plein d'imperfections.

Il aurait été plus légitime d'interroger la capacité d'un système de cap and trade à conduire à des améliorations au sens de Pareto lorsqu'il est étendu aux pays en développements caractérisés par des conditions de sous-développement tels que les marchés fragmentés (taux d'actualisation multiples, coût marginal de réduction différents selon les secteurs et les régions), régimes politiques faibles (avec distorsions), faible gouvernance, droits de propriétés faiblement protégés (terre, technologie, droits de propriété intellectuels), économie duale en perpétuelle refomation. D'autre part, le signal de prix carbone devra opérer dans des pays faisant l'expérience des transitions multiples et rapides (informel/formel, rural/urbain, profils démographiques) et mobilisant des technologies de classe d'âge hétérogènes. Le signal insufflé par le système de cap and trade pourrait alors de trouver perdu au milieu d'un « bruit » provenant d'autres signaux et dans d'autres cas même entraîner des effets pervers comme nous allons le voir dans la suite.

(1) Faible influence des signaux de marché sur les activités traditionnelles/informelles

Dans de nombreux PED, une grande partie des besoins énergétiques repose sur les énergies traditionnelles et non commerciales. Ainsi en Inde, malgré les efforts sur l'électrification rurale, en 1985, 87% de la demande d'énergie pour la cuisine étaient encore fournis par du bois de feu. La moitié de toute l'énergie consommée (commerciale et traditionnelle) était utilisée pour la cuisine ce qui représentait le double de l'énergie (énergie fossile et électricité) utilisée par l'agriculture et le secteur industriel (Hall, 1982). Ces proportions ont baissé en vingt ans dans les pays en développement, bien que leur décroissance en terme absolu soit incertaine. En Inde, la part des énergies non commerciales est tombée de plus de la moitié de la consommation énergétique totale dans les années 50 à un quart au début des années 90 et à moins de 20% aujourd'hui du fait de contraintes imposées sur l'offre d'énergie provenant de la déforestation. Cependant, les crises pétrolières eurent un effet important sur le report vers ces énergies traditionnelles jusqu'à la fin des années 70 dans les régions rurales.

L'émergence d'un prix du carbone risque donc d'encourager la substitution vers des ressources énergétiques gratuites, mais inefficaces et fortement émettrices de GES et, par exemple en restreignant l'accès à l'électricité dans les zones rurales, de freiner le développement du secteur traditionnel.

À l'inverse, des facteurs qui pourraient induire des trajectoires de développement moins émettrices de GES ne sont pas modifiés par une approche centrée uniquement sur le climat sans prise en compte du contexte déterminant les émissions de GES et par un prix du carbone : agir sur les taux d'intérêts et les salaires pourrait in fine avoir plus d'impact sur le développement du secteur formel en milieu rural qu'un prix du carbone, aussi bien en termes de développement local que de réductions d'émissions de GES.

(2) Des incertitudes doubles sur les gains issus des échanges de permis

De plus, trop d'incertitudes pèsent sur les gains issus du marché du carbone pour les PED. Le transfert de capitaux qu'ils devaient organiser du Nord vers le Sud, argument majeur pour les inciter à participer à ce système, reste trop peu crédible. Les résultats des modèles mondiaux[i] montrent en fait que la majorité de ces transferts n'iront pas vers les PED, mais vers la Russie et l'Ukraine du fait de l'excès de quotas qui leur fut attribué au vu de l'effondrement du système soviétique. Et il est peu probable que les pays industrialisés soumis aux objectifs du Protocole de Kyoto acceptent de nouvelles sources de transferts par la fixation de règles conduisant à des allocations de quotas généreuses pour les PED.

Une autre raison moins évidente, mais fondamentale, pour laquelle les PED rejetteraient les échanges de carbone est l'incertitude de l'impact positif de ces transferts sur le développement. Dans la plupart des analyses d'équilibre général, les modèles minimisent le prix mondial du carbone et tout flux financier entrant dans un pays augmente directement le revenu par habitant. Les choses peuvent être différentes dans le monde économique réel. Ghersi et al. (2003) montrent que ce n'est pas le cas si l'on prend en compte les imperfections du marché du travail (économie informelle, chômage structurel) et l'effet d'éviction entre le changement technique permettant de réduire les émissions de carbone et les autres types de changement technique. Dans un exercice numérique mené à l'horizon 2030, ils montrent que malgré les 22 milliards de dollars reçus par l'Inde sous forme de transferts issus des exportations de permis, l'Inde connaît une perte de 2% de son revenu par habitant du fait des rasions suivantes : avec un prix mondial du carbone, l'Inde est obligée de remonter le prix intérieur de l'énergie de 36%, alors que l'Europe ne l'augmente que de 8,6% et les Etats-Unis de 16%.

Ces 43$ ont un impact 7 fois plus important en Inde qu'en Europe sur le revenu par ménage, et du fait des élasticités de retenues dans l'exercice (issues du modèle POLES), l'effet revenu des nouveaux prix relatifs des différentes énergies est drastique.

Cet effet revenu n'est pas compensé par les revenus issus des ventes de permis et le pouvoir d'achat d'une unité de revenu décroît.

Ainsi, du fait des différences de pouvoir d'achat et de taux de change, l'impact sur le prix de l'énergie d'un prix unique du carbone exprimé en dollars, entraînera une hausse de la part dédiée à l'énergie dans le budget des ménages, supérieure dans les PED par rapport à l'Europe ou aux USA. L'impact final ne sera positif que si cet effet sur le revenu est compensé par les bénéfices issus des transferts de carbone – ce qui dépend des conditions dans lesquels ces capitaux seront recyclés dans l'économie du pays.

Cette analyse numérique se base sur l'hypothèse que l'action du gouvernement indien se limite à transférer les quotas aux agents qui font entrer du carbone dans l'économie. En pratique, si le gouvernement indien maximise le bien-être social, il n'exportera qu'un

nombre de quotas cohérent avec une politique cherchant à compenser les impacts négatifs du relèvement des prix de l'énergie par des investissements par exemple dans une hausse de la productivité générale. Ainsi, les revenus issus des exportations de carbone ne contribueront au développement que si ils sont recyclés de manière efficace dans l'économie et qu'ils sont accompagnés de mesures de compensation adéquates. Ces deux conditions mènent alors à des revenus carbone moins importants que ceux habituellement reportés.

(3) Pas de bénéfices tangibles sur le court terme:

Les perspectives offertes par le Mécanisme de Développement Propre seulement quelques années après son lancement restent étroites. Le MDP porte dans ses gènes l'ambiguïté qui a permis de concilier des positions jusque là irréductibles. Les américains et leurs partenaires sont convaincus que les PED recèlent des gisements importants de réduction d'émission à bas coût. Les PED y voient l'espoir de ressources additionnelles à l'APD pour financer des projets de développement de qualité et favoriser le transfert de technologie. Parallèlement les PED craignent de brader leurs gisements de réduction d'émission à bas coût et d'augmenter le coût de leur engagement futur.

De fait, le MDP divise y compris dans les milieux environnementaux qui s'inquiètent de l'intégrité environnementale du mécanisme : les réductions issues du MDP doivent conduire à ne certifier que des réductions d'émissions réelles. Ceci exclut du mécanisme des projets pour lesquels il est impossible de garantir un certain niveau de précision de la mesure : des projets non réalisés dans le scénario de référence, mais qui auraient un fort impact à la fois en termes de développement et d'évitement d'émissions de GES, ne sont ainsi pas éligibles au MDP.

En 2006, seuls 4 MtCO2 de crédits avaient réellement été émis. L'offre était cependant significative. Les 740 projets potentiels recensés mi-2006 représentent environ 200MtCO2 par an, chiffre qui ne devrait pas beaucoup augmenter sur la première période, suivant les projections de demande de crédit de réductions d'émissions revues à la baisse depuis le retrait des Etats-Unis di Protocole et la quantité importante de hot-air contenue dans l'accord. Le prix de la tonne de carbone dans le marché MDP reste bas (10$ environ) par rapport aux coûts encourus par les coûts incompressibles correspondant aux coûts de transaction (correspondant à l'élaboration en phase d'apprentissage des méthodologies de calcul des émissions et des réductions d'émissions).

Pour juger de l'impact réel de ces projets MDP sur le développement, il faut non seulement juger du contenu développement des projets réalisés, mais également de la capacité du MDP à couvrir l'ensembles des composantes du développement.

Or pour juger du contenu développement des projets validés par le Comité Exécutif, les statistiques sur le site de l'UNFCCC, montrent qu'une partie important des projets validés concernent des projets de destruction de HFC-23, un produit secondaire de la production de HFC-22. Ce dernier est un produit réfrigérant dont la production doit être abandonnée en vertu du protocole de Montréal puisqu'il détruit la couche d'ozone. Ces dix projets doivent obtenir la moitié des crédits alloués à l'année dans le cadre du programme MDP. Pour les projets ayant pour but une destruction de HFC-23, démarche volontaire de la part de nombreuses entreprises de produits chimiques HCFC-22, les participants ont engrangé des profits énormes. On peut s'interroger sur la contribution en terme de développement de ces projets.

Pour juger de la capacité du MDP tel que défini en l'état à couvrir l'ensemble des composantes du développement, il faut juger de plusieurs aspects :

- la répartition géographique des projets : le cœur du continent africain ne représente est largement oublié du fait du manque de capacité institutionnelle. Par contre l'Inde accueille 39% des projets validés par le CE.

- la répartition sectorielle des crédits issus du MDP : Respectivement 41% et 31% des crédits renvoie aux projets de destruction de HFC et de N2O, et 14% sont des projets de captage de méthane de décharge. Seul la part résiduelle concerne des projets d'efficacité énergétique et de développement e technologies ENR.

L'ordre de grandeur des flux financiers générés par le mécanisme se monte à 10 milliards d'euros cumulés depuis 2000, montant faible comparé aux montants de l'Investissement Direct à l'Etranger, supérieurs à 175 milliards d'euros par an dans les PED. Le MDP n'ait donc qu'à la marge sur les dynamiques de développement dans les PED. Seuls les secteurs de la grande industrie et de la production d'énergie sont touchés. A l'inverse aucun projet ne concerne les questions d'infrastructures, de développement urbain (construction, transport) ou de production d'équipements efficaces, pourtant essentiels du point de vue des objectifs tant énergétiques que climatiques. Sur l'ensemble des secteurs déclarés, seuls 4% contribuent à ces secteurs, pour des volumes négligeables de crédits carbone.

Dans un grand nombre de projets liés à la production d'énergie, les crédits carbone apportent une hausse du taux de rendement interne du projet de 3% et une amélioration du profil de risque des projets. Dans ces secteurs l'effet d'incitation du marché du carbone joue à plein. Les caractéristiques des projets d'infrastructures sont très différentes. Par exemple, la valeur des crédits carbone potentiels correspondant à la différence d'efficacité énergétique entre un bâtiment standard et un bâtiment efficace ne correspond qu'à 3% environ du coût de construction, soit une valeur très insuffisante pour motiver un promoteur privé. Pourtant, les montant des crédits généré est du même ordre de grandeur que le surcoût imposé par une meilleure isolation des bâtiments : les revenus du MDP pourraient être recyclés par les autorités publiques sous forme de primes aux promoteurs dans le cadre d'un programme de label. Le même constat peut être fait dans le secteur des infrastructures de transport collectif, puisque l'apport du MDP dans la construction d'un tramway est de l'ordre de 1% du coût total d'investissement. Ainsi, outre un prix du carbone plus élevé que le cours actuel, une forte implication de la puissance publique est nécessaire pour que l'effet levier joue dans ces secteurs.

Cet ensemble de restrictions a contribué au scepticisme grandissant des PED, d'autant plus que les pays industrialisés ont soigneusement évité d'aller au-delà d'un discours rhétorique sur les mesures d'accompagnement, et n'ont pas donné suite à la proposition brésilienne concernant un fond d'observance qui serait alimenté par les pénalités payées par les pays qui n'auraient pas respecté leur objectif et par une extension de la taxe share of proceeds[a] à tous les mécanismes de flexibilité.

1.2. Un accord impossible sur des principes d'équité

Outre la question de ses bénéfices, l'adoption du système de cap and trade pose de manière inévitable la question du mode d'allocation des quotas. Elle n'a pas été réglée par les accords actuels, qui entérinent l'absence d'engagement pour les PED pour la première période, mais les questions d'allocation pour les périodes ultérieures restent irrésolues.

[a] La share of proceeds désigne la taxe appliquée aux crédits générés par le MDP pour alimenter un fond d'adaptation destiné aux pays les plus vulnérables aux conséquences du changement climatique.

La proposition la plus provocatrice postule une distribution des droits d'émissions uniforme par habitant. Jouant sur la proximité rhétorique des notions d'équité et d'égalité, cette règle fait contrepoids au néocolonialisme environnemental de la règle actuelle des droits acquis (dite grandfathering) consistant à définir des objectifs de réduction en pourcentage des émissions d'une année de référence fixée. Cette proposition est devenue un pilier politique incontournable des négociations. Le principe des droits acquis, déjà largement éprouvé au sein d'accords internationaux, repose sur des bases éthiques différentes : toute nouvelle négociation environnementale est une renégociation du contrat social et il est juste de tenir compte des règles qui prévalaient dans l'ancien contrat pour la définition du nouveau contrat.

Les émissions actuelles donnent-elles un quelconque droit sur l'usage futur de l'atmosphère (en tant que décharge des émissions des pays industrialisés), dès lors qu'il s'agit d'un problème nouveau que l'on ignorait avant ? Différentes propositions de différenciation des taux de réduction applicables par pays sont élaborées pour répondre à cette critique, et tenir compte dans l'allocation des quotas initiaux des capacités réelles de réduction et des besoins de croissance. L'une d'elle, pour ne pas imposer à court-terme une contrainte supplémentaire sur le développement, fixe pour chaque pays le taux de réduction en proportion de la différence entre son revenu par habitant et un niveau en dessous duquel un pays n'a pas d'objectif de réduction.

Plus généralement, il s'agit de construire entre ces deux principes de logiques opposées des règles d'allocation basées au départ sur le principe des droits acquis et contenant différentes formes de traduction du principe de contraction et convergence, selon lequel les émissions mondiales de GES doivent à la fois décroître globalement et tendre vers un niveau uniforme par habitant (niveau décroissant vers 0 sur le long terme) :

- Jacoby et al. (1999), proposent ainsi une règle d'entrée visant à rassurer les PED devant la crainte d'une contrainte au développement imposée par les politiques de réduction d'émissions, fondée sur une contribution des pays, proportionnelle à leur richesse. Elle est basée sur un critère de distribution qui se veut équitable en prévoyant une intégration progressive des PED à partir d'un seuil de PIB par habitant en deçà duquel les émissions des PED ne sont pas contraintes et de définir, dès ce seuil franchi, un taux maximum de croissance des émissions qui diminue au fur et à mesure de leur enrichissement, jusqu'à devenir négatif.

- Les approches « bottom-up » comme l'approche triptyque (Phylipsen et al., 1998 ; Groenenberg et al., 2000) utilisée dans le cas de l'accord européen de différenciation des objectifs de réduction au sein de la bulle européenne (European Burden Sharing Agreement) qui distingue trois groupes d'acteurs dans l'allocation des quotas : le secteur des industries fortes consommatrices d'énergie, le secteur de la production d'énergie et le secteur domestique ou encore de l'approche multisecteurs « Multi Sector Convergence Proposal ») (Jansen et al., 2001) qui sépare la production d'énergie, les ménages, le transport, l'industrie, les services, l'agriculture et les déchets.

- Les allocations « multi-critères » qui sont basées sur une grande variété de paramètres (propositions soumises à l'AGBM par la Norvège (UNFCCC, 1996), l'Australie (UNFCCC, 1997) et l'Islande (UNFCCC, 1997a)). Le régime de vote proposé par Müller (2002) entre dans cette catégorie de même que la règle de contraction et convergence (French Proposal to the Ad Hoc Group on the Berlin Mandate (AGBM) (UNFCCC, 1996) ; Manne and Richels, 1999 ; Meyer, 2002).

Une alternative est la proposition brésilienne de fonder la répartition des efforts sur un calcul des responsabilités historiques différenciées des pays dans le forçage anthropique du climat[ii]. Traduisant à un niveau mondial le principe pollueur/payeur, cette proposition a suscité un suivi

scientifique poussé au sein du Groupe interministériel d'experts sur l'évolution du climat (GIEC), mais elle se heurte à des difficultés opérationnelles difficilement contournables, notamment l'incertitude sur l'attribution des responsabilités historiques dans l'élévation de la température moyenne.

(1) L'incertitude sur les scénarios de référence

Mais toutes ces modalités pragmatiques ne font que contourner l'existence de philosophies différentes en déplaçant la confrontation du débat direct vers un débat indirect sur les pondérations entre ces critères. Il est possible que, au sein des procédures diplomatiques, il soit de fait plus aisé d'aboutir à un compromis par ce type de débat indirect ; mais cela suppose que chaque partie se fasse une idée pour elle-même des conséquences économiques ultimes de la formule proposée. Or ceci bute sur une difficulté majeure, à savoir l'incertitude même sur le scénario de base à partir duquel elle sera appliquée.

Techniquement, cela suppose de calculer pour chaque pays, le volume d'émissions cumulées entre 2000 et 2050 (ou 2100) qui découle de l'application de chacune des règles d'allocation en fonction des divers paramètres d'entrée, ceci de façon à respecter le volume d'émissions total à ne pas dépasser et correspondant à l'objectif ultime de concentration donnée. Modulo quelques précautions techniques cette opération est relativement aisée (Lecocq et Crassous, 2003) : elle suppose un accord politique sur quelques paramètres (année de référence, cible ultime) sur lesquels il convient de se mettre d'accord par convention, les autres paramètres renvoyant à des données repérables statistiquement (cf. tableau ci-dessous) et "objectivables".

Tableau I.1. Conventions et paramètres « objectivables » propres à chacune des règles

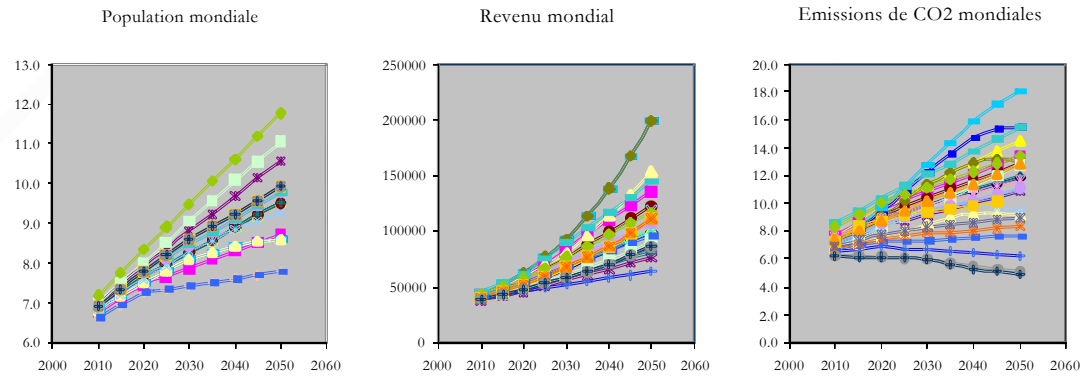
	Conventions	Paramètres "objectivables'
Convergence	Niveau d'émission par tête ultime	Population
Grandfathering	Année de référence	PIB (seuil pour entrée)
Contraction et convergence	Année de référence, année et vitesse de convergence, quota mondial	Population, émissions de l'année de référence
« Jacoby »	Niveau de PIB par tête seuil, taux de croissance initial des émissions permis, taux de croissance des émissions sur le court et le long terme	PIB par tête à la date d'entrée
Multicritère	Paramètres de pondération entre la population, les émissions et le PIB	PIB, population, émissions des périodes précédentes
Proposition brésilienne	Emissions passées et présentes	
Cibles sectorielles	Hypothèses de croissance pour chacun des secteurs,	Indicateurs économiques sectoriels (production,

benchmarks pour estimer croissance…)
les réductions potentielles

En fait, dans un processus de négociation, les choses deviennent moins aisées dès lors qu'on se confronte à l'incertitude pesant sur ces paramètres. De 1990 à l'an 2000, on a ainsi recensé 416 exercices de modélisation (GIEC, 2001) donnant des images de divers scénarios du monde futur, et ces images sont très fortement contrastées. Or, comme l'indique très clairement le troisième rapport du GIEC, il est impossible d'attacher une probabilité d'occurrence plus ou moins forte à chacun de ces exercices et le risque est grand que chaque acteur puisse invoquer tel ou tel scénario, telle ou telle expertise, pour refuser une règle au nom du caractère inéquitable de ses conséquences.

Les incertitudes se situent à bien des niveaux, parmi lesquels les coûts d'abattements eux-mêmes. Mais, pour un même degré de pessimisme sur ses coûts, la seule prise en compte des 3 déterminants majeurs que sont le niveau de population, le niveau de revenu et le lien énergie croissance suffit à faire apparaître des incertitudes majeures (Graphique I.1.).

Graphique I.1. : Incertitude sur les trajectoires de référence (Lecocq et Crassous, 2003)



Ainsi, en testant les diverses règles proposées sur 23 scénarios mondiaux mais avec les mêmes hypothèses de coûts d'abattements, Lecocq et Crassous (2003) montrent que :

-selon le scénario de référence utilisé, les prix du carbone peuvent être très différents : de 0 à 95 $US en 2015, de 0 à 180 $US en 2030.

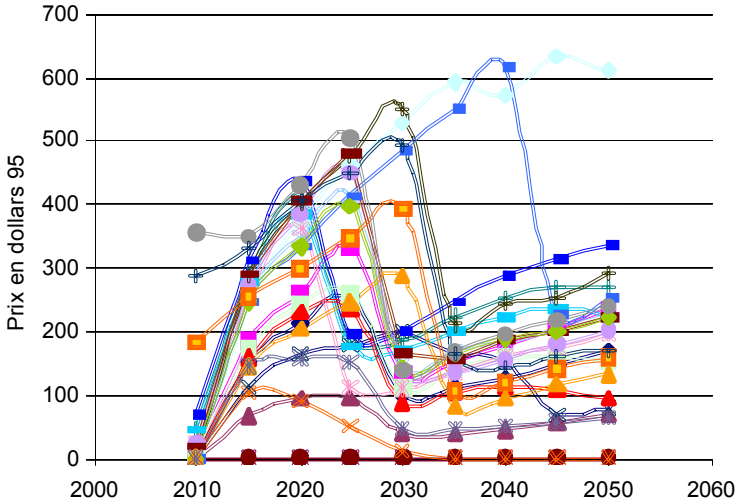
- l'incertitude sur la croissance future des PED introduit une incertitude majeure sur le seuil d'entrée des pays en développement dans le régime lorsque ce seuil fixé en termes de niveau de PIB. Par exemple, si dans la règle de Jacoby, le niveau de PIB par tête marquant l'entrée des PED dans le système de réductions d'émissions est fixé à 3000$, la date moyenne d'entrée des PED oscille entre 2015 pour le scénario le plus optimiste et 2035 pour le plus pessimiste. Les incertitudes sont encore plus déterminantes au niveau de tel ou tel pays. L'Inde, par exemple, voie sa date d'entrée se décaler de quelque quarante ans selon le scénario considéré.

- cela introduit des incertitudes dynamiques sur l'évolution du prix du carbone, qui grimpe si les PED restent en dessous du seuil puis baisse fortement quand un PED avec des coûts de réduction plus faibles rentre dans le système (Graphique I.2.). Là encore, l'incertitude

sur la date d'entrée introduit un facteur majeur d'incertitude sur la dynamique temporelle des prix;

- l'ensemble de ces incertitudes se reporte bien sûr in fine sur les transferts financiers occasionnés par les échanges internationaux de quotas et sur les coûts totaux supportés par les différentes parties, créant ainsi un aléa macroéconomique non négligeable qui peut interdire tout engagement des pays sur des formules définitives.

Graphique I.2. Prix du carbone pour la règle de Jacoby et al. (Lecocq et Crassous, 2003)



Certes, on peut penser que l'incertitude reste maîtrisable, puisque les engagements sont pris par période de cinq ans, et, en tout cas que tout écart trop fort par rapport aux anticipations de début de période sera corrigée dans la période suivante. Mais ceci serait oublier que l'incertitude pesant sur les taux de croissance économique peut être importante à l'horizon d'une dizaine d'année (durée qui sépare la négociation d'une période budgétaire et la fin de cette même période) en particulier pour les PED ; doit-on par exemple extrapoler les 8% de croissance chinoise depuis cinq ans quand on se rappelle de l'exemple historique du Brésil qui passe de 8,5% de croissance entre 1970 et 1980 pour stagner autour de 3% entre 1990 et 1997. De plus, l'adaptabilité du système est limitée à la fois par les problèmes de renégociation ex-post : d'un côté toute concession accordée à un pays devra être supportée par les autres, de l'autre, des modifications trop fréquentes des règles peuvent créer de grandes difficultés d'anticipations et de cohérence dynamiques des choix surtout dans des secteurs comme celui de l'énergie ou des transports, qui se caractérisent par des systèmes techniques à très grande inertie (Helioui, 2003). L'affaire du "hot air" loin d'être le résultat d'un hasard historique, pourrait très bien devenir une caractéristique structurelle du système.

On pourrait encore envisager des modifications drastiques sur les règles d'allocations à chaque nouvelle période, mais cela nuirait à l'efficacité dynamique du système. De plus, les délais séparant le moment où les objectifs sont décidés de la fin de la période à laquelle ils s'appliquent (dix ans, quinze ans pour Kyoto) induisent une forte incertitude sur le scénario de référence.

(2) Les difficultés d'appréciation

La rationalité sous-jacente à la mise en concurrence de chacune de ces règles repose sur l'acceptabilité pour chacun des participants des conséquences induites par ces règles. Cependant, les critères d'évaluation sont multiples (coût total de réduction, prix du carbone, transferts financiers issus du marché de permis, effet sur le bien être…)[iii], et à cause des effets d'équilibre général, il n'y a pas de lien direct entre des gains ou pertes de bien-être et le prix du carbone, ou la quantité de crédits carbone échangée. L'émergence d'un consensus autour d'une règle reste très incertaine, d'autant que si certains pays marquent des préférences fortes pour la seconde période d'engagement (allocation par tête pour les PED ou selon les droits acquis pour les États-Unis), les préférences deviennent instables dès lors qu'il s'agit de définir les règles globales d'un accord. Certains pays privilégient même des règles différentes selon l'échéance considérée : ainsi, la Chine et l'Europe, pour des raisons différentes, rejettent toutes les deux les règles basées sur un principe de convergence d'ici à 2030, mais l'accepteraient pour la période immédiatement après 2012.

On pourrait encore envisager des modifications drastiques sur les règles d'allocations à chaque nouvelle période, mais cela nuirait à l'efficacité dynamique du système. De plus, les délais séparant le moment où les objectifs sont décidés de la fin de la période à laquelle ils s'appliquent (dix ans, quinze ans pour Kyoto) induisent une forte incertitude sur le scénario de référence.

Il sera sans doute impossible de trouver une formule explicite traduisant la question de l'équité qui soit acceptable par tous. La priorité devrait donc être donnée à la recherche de politiques combinant un impact positif à la fois en termes de réduction des émissions et de développement : la notion même de partage du fardeau des efforts de réduction, qui est au cœur du débat sur les allocations de quotas d'émissions, y perdrait *de facto* son sens.

2. Trajectoires de développement et politiques climatiques

On considère habituellement que l'environnement impose de nouvelles contraintes aux scénarios de développement de référence. Pourquoi ne pas imaginer à partir d'exemples de stratégies « win-win » (gagnantes sur les deux tableaux) une conciliation entre les politiques de lutte contre le changement climatique et celles de développement, pour construire un régime de coordination ?

Généralement, on fait le postulat des taux de croissance du PIB élevés pour les PED parce qu'il est politiquement incorrect de parler de scénarios de crises, mais aussi à cause des limites des modèles utilisés : la croissance économique est une donnée des modèles d'équilibre partiel et un résultat des modèles d'équilibre général, qui construisent une croissance en « âge d'or ». Or les scénarios de référence sont fortement incertains et sous-optimaux : les politiques climatiques sont un pas vers leur optimisation.

(1) Les scénarios de référence du développement

Le diagnostic fondateur du développement durable, établi à Stockholm en1972, est que les perturbations environnementales renforcent les effets pervers des styles de développement (distorsion dans les choix technologiques, chômage structurel, besoins de base non assouvis, exode rural). Ce diagnostic peut être aujourd'hui actualisé.

1) mutation profonde des liens entre rareté de capital, besoins en infrastructures et dualisme social: la plupart des PED subissent un déséquilibre entre capacités d'épargne domestique (auquel s'ajoute également les barrières à leur allocation adéquate) et les besoin

en capital pour construire les infrastructures en énergie, en transports, en distribution d'eau (au Brésil le secteur de l'énergie représentait un tiers de la dette extérieure au début des années 80). La situation a commencé à changer significativement durant les années 90 dans certaines régions, mais les contraintes financières pour étendre rapidement les infrastructures restent importantes dans de nombreux pays. Les besoins cumulés d'investissements entre 2001 et 2030 atteindrons 2200 milliards de $ en Chine, 2055 milliards de dollars dans les pays asiatiques hors Chine et plus de 1300 milliards de dollars en Amérique Latine (AIE, 2003). M. Fay et T. Yepes (2003) estiment qu'entre 2005 et 2010, 6,7% du PIB de la région Asie-Pacifique, 3% du PIB en Amérique latine, et 5,5% du PIB africain seront investis dans la construction et la maintenance des infrastructures de transports, d'électricité, de télécommunication et d'assainissement. En parallèle, la capacité de financement dans ces pays atteint plus de 35% du PIB en Chine, 20% en Inde, et seulement 8% en Afrique. Ce qui est vraiment en jeu ici, est de savoir si la capacité d'investissement en Chine va suivre les trends actuels ou si comme le suggèrent les résultats du modèle INGENUE (CEPII), le taux d'épargne nette baissera à 16% en 2030 et à 8% en 2050. Ceci pourrait être aggravé lorsque ces pays connaîtrons l'inversion de leur pyramide d'âge (entre 2020 et 2030 en Chine selon les projections démographiques des Nations-Unies). Un des aspects de ce risque est le fait que les remèdes conventionnels (subventions, déconnexion entre coûts marginaux et prix des services essentiels) pour assurer la solidarité nationale se concentrent principalement sur des choix technologiques qui font ressortir les limites de financement, et ne laissent que le choix d'avoir recours au secteur et à l'économie informelles nécessaires pour répondre aux besoins essentiels.

2) La libéralisation du commerce mondial montre un lien très incertain avec le développement : elle n'a pas réussi à susciter les investissements du secteur privé dans les infrastructures, ou à viabiliser les productions locales alimentaires trop fortement concurrencées par des importations à bas prix, alors que les secteurs agricoles destinés à l'exportation sont très rentables ; elle a déstructuré les secteurs d'activité restés en retrait des marchés internationaux dans un système largement perçu comme dominé par les intérêts occidentaux et les multinationales. Parallèlement, la crainte d'un repli protectionniste au Nord ne cesse de grandir au Sud. Répondre à ces deux préoccupations contradictoires est d'autant plus problématique que les PED se trouvent à des niveaux différents de libéralisation.

3) Le regain de tension sur la sécurité énergétique, qui tient autant à la date controversée du peak oilqu'à la concentration des réserves pétrolières conventionnelles dans des zones politiques très sensibles, est susceptible de perturber la croissance économique des pays importateurs de pétrole. Toute la question est ici de savoir dans quelle mesure les politiques permettant de répondre à ces préoccupations peuvent contribuer à l'atténuation du changement climatique, et de manière symétrique, dans quelle mesure la diffusion de technologies sobres en carbone peut contribuer à assurer la sécurité énergétique, et au-delà favoriser le développement durable par une réorientation de l'utilisation locale des ressources, des choix technologiques, des modes de consommation, tout en assurant la protection des sols et des puits de carbone.

(2) L'effet levier des politiques climatiques sur le développement

En raison des multiples contraintes socio-économiques qui pèsent sur les acteurs dans les PED, la situation la plus fréquente est une situation « business as usual», comprise ici comme l'absence d'investissement et de projet collectif raisonné. Des solutions précaires, insatisfaisantes et aux conséquences externes négatives se poursuivent : équipements de production obsolètes et fréquemment défaillants, conditions de travail dangereuses, autoconstruction anarchique, congestion et prolifération de véhicules dégradés, recours à

des formes d'énergie et d'approvisionnement en eau précaires, insalubres et coûteuses, etc. On peut en énumérer les causes[iv] : absence de maîtrise technologique, rentabilité insuffisante de l'investissement, asymétries d'information conduisant à des situations d'aléa moral[c], contrainte financière limitant l'accès au capital, distorsions de marché, coûts cachés non monétaires et acceptabilité culturelle… C'est une problématique très classique de l'économie du développement : les besoins et les solutions sont identifiés, mais leur réalisation bute sur divers obstacles. Enfin, quand ces causes de blocages peuvent être levées, le choix ne se porte pas nécessairement sur l'alternative la plus bénéfique (ou la moins néfaste) pour l'environnement global.

La recherche d'un effet levier des politiques climatiques sur le développement a pour objectif de créer des incitations à lever les blocages et de permettre la réalisation de l'alternative la plus vertueuse en termes d'émissions. Or l'imposition d'un prix du carbone, en augmentant la rentabilité des solutions technologiques vertueuses pour le climat, diminue la rentabilité relative des solutions technologiques émettrices de GES. Dans ce cas, le gouvernement recevra une aide à la mise en œuvre de politiques d'accompagnement de ces technologiques non émettrices.

L'Inde offre un bon exemple des mécanismes à l'œuvre. Les politiques climatiques peuvent déclencher la mise en chantier de projets de développement qui ne le seraient pas sans elles. Ceci renvoie directement au débat sur les potentiels d'actions dites « sans regret » qui conduisent à la fois à des gains financiers et à des bénéfices environnementaux (typiquement des mesures ou projets d'amélioration de l'efficacité énergétique) – potentiels dont l'existence en grande quantité dans les PED a été mentionnée de manière extensive dans le second rapport du GIEC (1995), mais de manière plus large sur les possibilités de modifier le scénario de référence lui-même.

Encadré I.1 : La réforme du secteur électrique en Inde

Au début des années 1990, l'Inde s'est engagée dans un vaste plan de réformes de libéralisation du secteur électrique. Ces réformes ont eu pour résultat de renforcer la dépendance du secteur envers le charbon domestique aux dépends de l'hydroélectricité. Le contenu en carbone de l'électricité n'a depuis cessé d'augmenter.

En 2002, la commission de planification indienne a élaboré un scénario alternatif « Best Case Scenario » (BCS) présentant une bifurcation possible du secteur permettant de diminuer les émissions en 2020 de 81 MtC par rapport au scénario tendanciel[v]. Ce scénario repose sur la réalisation d'une série d'efforts dans le secteur : modernisation des centrales existantes améliorant leur efficacité ; gains sur le transport et la distribution d'électricité ; adoption anticipée de technologies avancées ; coopération régionale en matière d'énergie ; enfin accroissement des parts de marché de l'hydroélectricité et des énergies renouvelables (notamment par la mise en place de subventions aux énergies renouvelables et le retrait progressif de celles sur le charbon domestique).

De tels efforts permettraient à la fois de diminuer la pollution locale et les émissions de GES, de rationaliser les dépenses gouvernementales, et d'assainir les comptes des opérateurs du secteur. Or, dans le contexte actuel, ces efforts ne sont pas réalisés. Dès lors, la question se pose : la mise en œuvre d'un régime climatique favoriserait-elle ces réalisations, orientant le secteur électrique indien vers une trajectoire plus soutenable ?

Les politiques BCS bénéficieraient effectivement de l'application d'un prix du carbone[vi]. Celui-ci favoriserait la rentabilité des technologies faiblement ou non émettrices de GES

[c] Situation de faille dans un système réglementaire ou contractuel qui ouvre de larges possibilités d'abus ou entraîne des effets pervers.

(gaz ou énergies renouvelables) tout en diminuant celle des centrales au charbon. Cette évolution attirerait, à travers les mécanismes de projets notamment, les investissements étrangers dans des technologies propres. Venant se substituer aux investissements domestiques dans le secteur, ces investissements libèreraient une capacité de financement indienne pour d'autres projets ou d'autres secteurs.

3. Conclusion

Le système de cap and trade initié par le Protocole de Kyoto n'est pas adapté à la réalité des systèmes socio-économiques des PED. D'autres part, tant que la question du « partage du fardeau » sera débattue comme un jeu à somme nulle, l'utilisation stratégique des diverses conceptions de l'équité et des incertitudes futures ne pourra que bloquer les négociations.

C'est pourquoi il est devenu nécessaire d'inverser la problématique climat / développement, en décelant au sein des enjeux majeurs de développement de certains PED (exploitation des ressources fossiles, charbon en tête, déforestation intensive) les moyens de promouvoir les modes de développement les plus sobres en émissions. Ces synergies peuvent être trouvées dans l'immense potentiel de mesures sans regret existant dans les PED, cependant, ces solutions sont diverses et dépendent des contextes à la fois économiques, et technologiques des pays. La tentation serait alors de laisser de côté la perspective d'une grande architecture capable sous un seul chapeau de prendre en charge et de promouvoir l'ensemble des instruments nécessaires pour insuffler ces synergies dans l'ensemble des PED. Ceci conduirait à laisser se développer ici et là des initiatives dans le cadre d'un processus autonome et disparate sans coordination internationale à l'image de ce que Jacoby nomme métaphoriquement un régime « favella ». Dans cet ordre d'idée, l'accord Asie Pacifique signé par les USA, la Chine, l'Australie, l'Inde, le japon et la Corée cherche à promouvoir des technologies faiblement émettrices de CO2, mais que peut-on attendre de cette coopération si la diffusion de ces technologies n'est pas accompagnée de signaux économiques cohérents ? Une approche uniquement technologique, adaptée aux grands programmes de recherche comme la conquête spatiale ou la fusion, ne fonctionne pas à l'échelle des centaines de services finaux qui doivent à chaque fois être déployés dans des contextes spécifiques.

Finalement, malgré les critiques que l'on peut faire au Protocole, son architecture reste la seule possible pour deux raisons : 1) politique : il est diplomatiquement impossible de faire table rase d'un traité ratifié par plus de 100 pays et qui a atteint un niveau élevé de légitimité ; 2) économique : aucune alternative ne fournit le même potentiel pour dénouer l'inextricable nœud gordien environnement-développement.

C'est sur ce second point que la seconde partie de ce rapport de recherche va se pencher.

Bibliographie

Agarwal A. et Narain S. (1991) « Global Warming in an Unequal World, a Case of Environmental Colonialism », Center for Science and Environment, Delhi.

Agence Internationale de l'énergie (AIE) (2003), World Energy Investment Outlook 2003, Paris, OCDE.

Aldy J.E., Barrett S., Stavins R.N. (2003) Thirteen plus one: a comparison of global climate policy architectures, Climate Policy 3, 373–397

Barrett S., Stavins R. Increasing (2003) Participation and Compliance in International Climate Change Agreements. International Environmental Agreements: Politics, Law and Economics 3: 349–376. Kluwer Academic Publishers. Printed in the Netherlands.

Den Elzen, M., M. Berk, M. Schaeffer, J. Olivier, C. Hendricks and B. Metz (1999), The Brazilian proposal and other options for international burden sharing : an evaluation of methodological and policy aspects using the FAIR model, RIVM report N°728001011, Bilthoven.

Fay M., Yepes F. (2003), Investing in infrastructure: what is needed from 2000 to 2010. World Bank Research Working Paper 3102.

Ghersi F., Hourcade J.C., Criqui P. (2003) Viable responses to the equity-responsibility dilemna: a consequentialist view, Climate Policy

GIEC (2001) Climate Change 2001: Mitigation Contribution of Working Group III to the Third Assessment, Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Bert Metz, Ogunlade Davidson, Rob Swart and Jiahua Pan (Eds.), Cambridge University Press, UK. pp 700.

Helioui K. (2002), "On the dynamic efficiency and environmental integrity of GHG tradable quotas", Instruments for Climate Policy: Limited versus Unlimited Flexibility, chap. 11, Edited by Albrecht, J, New Horizons in Environmental Economics, Edward Elgar.

Jacoby H.D., Schmalensee R. et Wing I.S. (1999) « Toward a Useful Architecture for Climate Change Negotiations », Joint Program on the Science and Policy of Global Change, report n° 49, Cambridge (Mass.), Massachusetts Institute of Technology, mai 1999.

Jansen J.C., Battjes J.J., Sijm J.P.M., Volkers ., Ybema J.R. (2001) The multi-sector convergence approach, A flexible framework for negotiating global rules for national greenhouse gas emissions mitigation targets, CICERO Working Paper 2001:4, ECN-C—01-007.

Jotzo F. (2006), « Quantifying uncertainties for emissions targets », Australian National University, Canberra.

Jotzo, F. and Pezzey, J. C. V. (2004), Flexible greenhouse targets under uncertainty, Australian National University, Canberra.

Jotzo, F. and Pezzey, J. C. V. (2006), « Optimal intensity targets for greenhouse gas emissions trading under uncertainty », Springer Science and Business Media.

Lecocq F. et Crassous R. (2003), « International Climate Regime beyond 2012. Are Quota Allocation Rules Robust to Uncertainty ? », World Bank Policy Research Working Paper 3000, Washington (D. C.), World Bank, mars.

Manne A., Richels R. (1999) "The Kyoto Protocol: A Cost Effective Strategy for Meeting Environmental Objectives?" The Energy Journal. Special issue The Costs of the Kyoto Protocol: A Multi-Model Evaluation: 1-23.

Marschinski R. and Lecocq F. (2006), « Do Intensity Targets Control Uncertainty Better than Quotas? Conditions, Calibrations and Caveats », Potsdam Institute for Climate Impact Research, Postdam, Germany.

Meyer A. (2002) « Contraction and Convergence, a Global Framework to Cope with Climate Change », Schumacher Briefing, 5.

Phylipsen G.J.M., Bode J.W., Blok K. (1998) A triptych approach to burden differentiation; GHG emissions in the European bubble, Energy Policy, vol. 26, no. 12, pp. 929-943.

Sue Wing, I., Ellerman, A. D. and Song, J. (2006), "Absolute vs. intensity limits for CO2 emissions control: Performance under uncertainty", MIT Global Change Joint Program Report no. 130, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, MA.

UNFCCC (1997), « Proposed Elements of a Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change Presented by Brazil in Response to the Berlin Mandate », AGBM/1997/misc.1/add.3.

Partie II - Etudes de cas

Le second volet de ce projet de recherche vise à mettre en évidence des synergies entre développement et politiques climatiques pour deux types de pays contrastés, représentatif dans le cas de l'Inde d'un pays dont le développement repose sur une utilisation importante de ressources fossiles (à savoir le charbon) et d'autre part, dans le cas du Brésil, de la question de la déforestation et de l'usage des terres. Mettre en évidence ces synergies suppose de comprendre et mettre en œuvre les mécanismes d'interdépendance entre les secteurs énergétiques de chacun des pays et le reste de l'économie pour savoir si les pays ont intérêt à s'engager dans des réductions quantitatives de leurs émissions ou de participer à la suite su Protocole de Kyoto, ceci dans un effort de mesure : quels sont les coûts et bénéfices attendus ? Est-ce qu'une politique énergétique peut avoir des répercussions dynamiques favorables au développement du pays ? Au contraire, peut-il impacter négativement sa dynamique de développement à cause d'une contrainte carbone trop forte ?

Pour évaluer l'intérêt que ces pays pourraient avoir à adopter une telle approche contrastée par rapport à l'approche prônée par le carbocentrisme du protocole de Kyoto, nous considérons dans un premier temps le cas très hypothétique d'une coordination internationale intégrant tous les pays. Les objectifs poursuivis à la suite de la négociation dérivent de deux scénarios mondiaux de stabilisation des émissions de gaz à effet de serre (GES) à un niveau de concentration du CO_2 dans l'atmosphère de l'ordre de 450 ppm et de 550 ppm. Ce scénario sous contrainte carbone simule un prix du carbone unique, identique pour tous les pays et croissant linéairement dans le temps. Ce scénario n'est pas « réalistes » mais permet de révéler la séquence des gains et des pertes à l'échelle nationale, qui découleraient de cette règle simple, ce qui permettra par déduction de cerner la forme et l'ampleur de la compensation directe ou indirecte qui sera à prévoir pour emporter l'adhésion du Brésil et de l'Inde à un régime international poursuivant des objectives ambitieux de réduction de GES.

Une fois les mécanismes guidant les gains et/ou pertes dans le cas de ces scénarios avec prix unique du carbone (chapitre II), nous repartirons dans le cas du Brésil (chapitre III) et de l'Inde (chapitre IV) des spécificités propres à chacun de ces deux pays et des politiques et mesures à même dans chacun des contextes d'être mis en avant pour promouvoir des trajectoires de développement sobres en carbone. Pour ce faire, nous procèderons selon les temps suivants :

- évaluation d'un scénario de base qui préside à l'évaluation des coûts et bénéfices des politiques climatiques,

- détection les éléments de fragilité des scénarios énergétiques qui leur correspondent (contraintes en capital, effets redistributifs d'une politique de transparence des prix, pollutions locales) ;

- analyse des stratégies propres et des dispositifs additionnels permettant de maximiser la capacité des mécanismes de Kyoto à exercer un effet levier sur les politiques nationales de développement ;

- mise en évidence des caractéristiques majeures de tout compromis avec ces pays, avec un accent particulier sur la question des énergies de biomasse au Brésil et celle du charbon en Inde.

II. Impacts et mécanismes macroéconomiques d'une contrainte carbone dans les pays en développement

La contrainte d'une politique environnementale portant sur le carbone est introduite par le biais des deux scénarios de stabilisation des émissions de GES 450ppm et 550ppm. Aucun traitement spécifique aux contextes de l'Inde et du Brésil n'est introduit à cette étape, en l'occurrence dans le cas du Brésil, pas de développement additionnel du bioéthanol, et dans le cas de l'Inde pas de mise en œuvre de politiques sans regret dans le secteur électrique. Ceci réfère au cas très hypothétique d'une coordination internationale intégrant tous les pays. Les objectifs poursuivis à la suite de la négociation dérivent de deux scénarios mondiaux de stabilisation des émissions de gaz à effet de serre (GES) à un niveau de concentration du CO_2 dans l'atmosphère de l'ordre de 450 ppm et de 550 ppm. Pour se caler sur une hypothèse clairement interprétable économiquement et ne pas rentrer dans les diverses variantes envisageables pour le fonctionnement des marchés de permis, les scénarios sous contrainte carbone simulent un prix du carbone unique, identique pour tous les pays et croissant linéairement dans le temps. Ce prix peut être interprété comme le prix d'équilibre d'un marché mondial hypothétique du carbone, et où la répartition des droits à polluer par pays est effectuée de telle façon qu'aucun pays n'a intérêt à importer ou à exporter du carbone. En d'autres termes, tout se passe comme si un planificateur bienveillant et omniscient avait pu allouer les quotas d'émission annuels de telle façon que, ex-post, les coûts marginaux de respect des engagements seraient les mêmes pour toutes les régions. Ces scénarios ne sont pas « réalistes » mais permettent de révéler la séquence des gains et des pertes à l'échelle nationale, qui découleraient de cette règle simple, ce qui permettra par déduction de cerner la forme et l'ampleur de la compensation directe ou indirecte qui sera à prévoir pour emporter l'adhésion du Brésil et de l'Inde à un régime international poursuivant des objectives ambitieux de réduction de GES.

Les résultats présentés dans cette partie et dans les suivantes proviennent du modèle d'équilibre général dynamique à 12 régions, le modèle IMACLIM-R (Crassous et al., 2006a, Crassous et al. 2007) élaboré au CIRED représentant 12 secteurs productifs et spécialisé dans la modélisation précise du secteur énergétique et des émissions sectorielles de GES (cf. encadré II.1.)

Encadré II.1 : Description Imaclim-R

IMACLIM-R est un modèle multisectoriel (5 secteurs énergétiques: charbon, gaz, pétrole brut, produits raffinés, électricité), 3 secteurs mobilité (transports routiers, transport aérien, et autres transports), construction, agriculture et industries agroalimentaires, industries intensives en énergie et autres industries et services), multirégion (12 dont le Brésil et l'Inde). IMACLIM-R est un modèle de croissance dynamique récursif. La trajectoire de croissance est décrite comme la succession d'équilibres statiques de court terme, sur une base annuelle, articulée avec des équations dynamiques qui donnent les nouvelles conditions pour suivre l'équilibre, comme montré dans la figure 1.

A chaque point du temps, un équilibre statique établit les interdépendances de l'offre et de la demande des biens. Ceci est effectué en résolvant un équilibre général walrasien défini par des équations de comportements de tous les agents, c'est-à-dire les ménages, les entreprises, les états et représentant les flux régionaux et internationaux de biens en quantité et en valeur, ainsi que les flux internationaux d'investissements. Il est important de noter que les équations de comportement incluent des contraintes : capital installé, technologies (coefficients input-output), équipements des

ménages, infrastructures publiques. Ca signifie qu'il n'y a pas de substitution de facteur à une année donnée. Certains marchés peuvent ne pas être équilibrés dans un tel processus, permettant ainsi du chômage, de l'excès ou du déficit de capacité de production, des taux de rentabilité inégaux selon les secteurs et les régions.

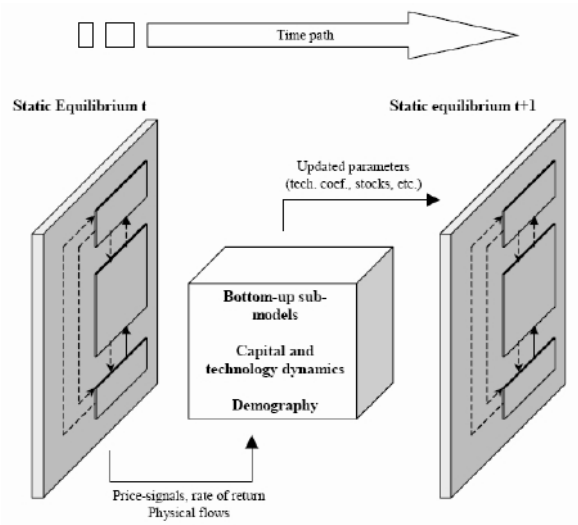


Figure 1: L'architecture recursive dynamique de IMACLIM-R

Les valeurs économiques dérivées de l'équilibre à t (prix relatif, niveau de production, taux de rentabilité, allocation des investissements selon les secteurs) informent à la fois :

- le moteur de la croissance macroéconomique, composé de (i) des trends démographiques dérivés des estimations de l'ONU et corrigés des flux migratoires permettant de stabiliser la population dans les régions à faible taux de fertilité; (ii) la productivité du travail gouvernée par des trends exogènes ou endogènes de productivité globales (selon les version du modèle) et par les mécanismes de dépréciations du capital; (iii) dynamique des capacités de production selon une loi habituelle d'accumulation du capital, comprenant une description complète des classes d'âge et des durée de vie spécifiques dans les secteurs.

- des variables de sous-modèles (concernant les systèmes énergétiques, les infrastructures de transport ou les équipements finaux) qui sont des formes réduites de modèles plus détaillés. Les paramètres de comportement des consommateurs et des producteurs qui sont fixés à chaque équilibre statique sont ici susceptibles d'être modifiés. Les sous-modèles dynamiques décrivent la manière dont les agents vont s'adapter, du côté de la demande ou de l'offre, en réponse aux signaux économiques passés (variables découlant du précédent équilibre statique telles que les prix relatifs ou les flux d'investissements). Les évolutions démographiques suivent une trajectoire exogène. Les paramètres structurels de l'équilibre statique (structure de la demande, coefficients input-ouput et statut des technologies, capacités installées, infrastructures) sont alors mises à jour pour le pas de temps suivant.

Le modèle calcule alors l'équilibre suivant sur la base de ces nouveaux coefficients. La trajectoire de croissance de long terme résulte de la manière selon laquelle l'économie s'ajuste aux changements successifs de niveaux d'équipements et de frontière technique. Au-delà des avantages en terme de calcul ; cette structure récursive reste une représentation schématique utile du processus de croissance, fait à la fois de variations économiques de court terme (à l'intérieur de l'équilibre statique) et d'évolution de long terme des moteurs de la croissance (dans les modules dynamiques).

La résolution de l'équilibre statique est effectuée en considérant les prix et les flux de capital comme des variables et les contraintes techniques comme des données. Les équations dynamiques font l'inverse, considérant les prix et les investissements comme fixes et les contraintes techniques comme des variables. Ces équations servent à calculer l'évolution des paramètres d'équipements qui

seront utilisés pour calculer le nouvel équilibre en t+1 : la productivité du travail, les coefficients input-output (incluant le mix énergétique), les capacités installées et les besoins en nouveaux équipements.

1. Contrastes et paradoxes dans les profils de gains et de pertes de revenu

La comparaison de chacun des scénarios sous contrainte carbone avec le scénario de référence se traduit par l'apparition immédiate des pertes simultanées et cumulées de produit intérieur brut (PIB). Jusqu'en 2050 environ pour le scénario de 550 ppm et jusqu'en 2030 pour celui de 450 ppm, les graphiques (II.1.a) et (II.1.b) respectivement présentent les mêmes dynamiques à la baisse, variant seulement dans leur ampleur :

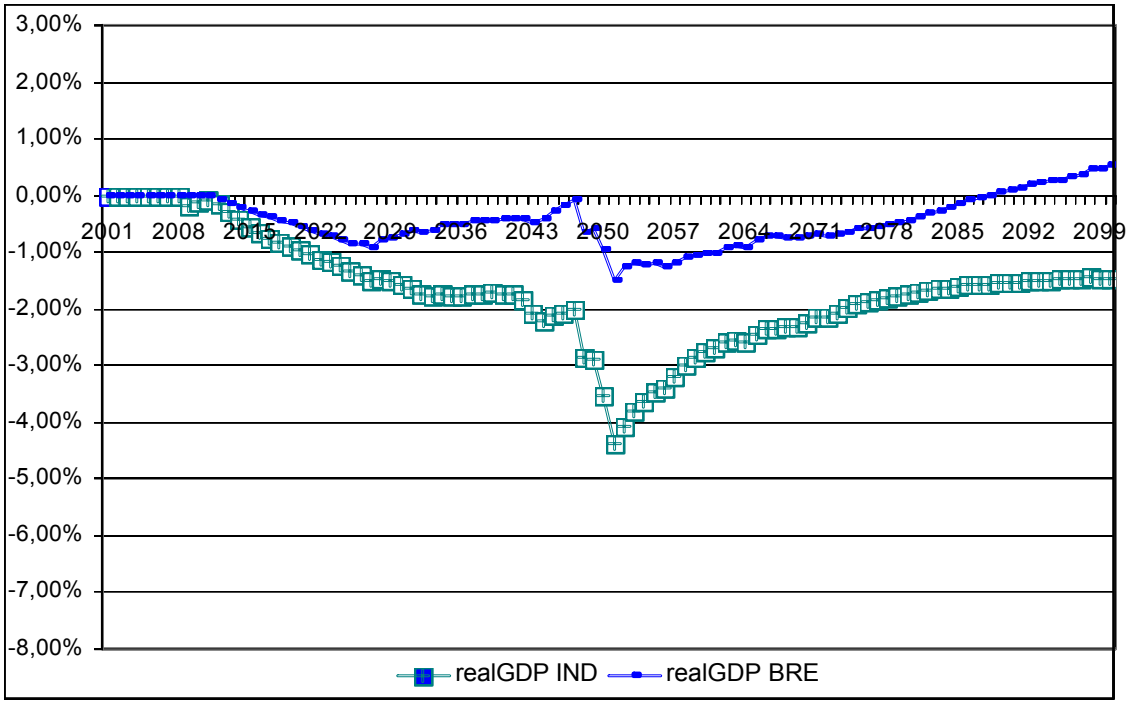
- pour respecter 550 ppm : -1,0% pour le Brésil et -3,5% pour l'Inde ;

- pour respecter 450 ppm : -3,15% pour le Brésil et - 6,6% pour l'Inde.

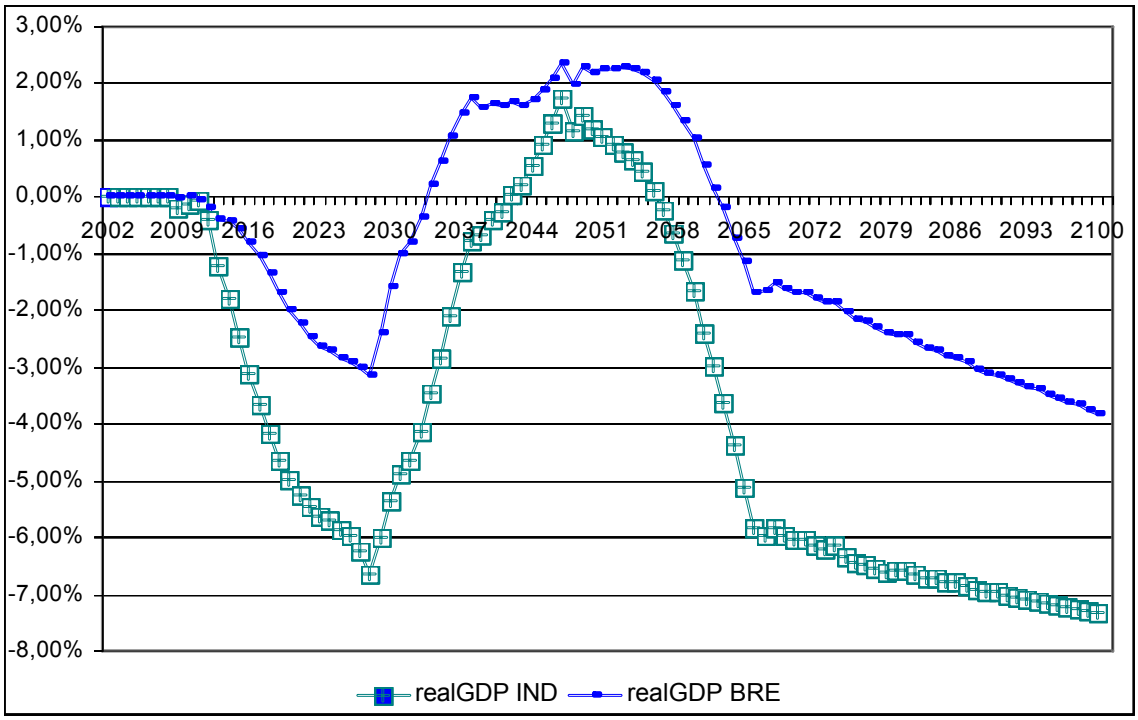
Ainsi l'Inde et le Brésil subissent des pertes de PIB modérées dans le cas du scénario de 550 ppm et bien plus significatives dans le cadre de celui à 450 ppm, ce qui est conforme avec l'ambition plus grande de la politique de stabilisation à 450 ppm. Si l'on traduit ces variations en termes de baisse du taux de croissance annuel, l'impact semble plus faible. Or, il convient de se méfier de l'erreur d'optique produite par des chiffres si agrégées : une perte moyenne de près de 0,5% par an du taux de croissance – observé pour l'Inde sur la période située entre 2012 et 2028 – peut servir d'indicateur signalant une tension significative sur le développement de ce pays.

En revanche, à partir de 2050 ou 2030 pour les scénarios de 550 et 450 ppm respectivement, une tendance à la hausse se manifeste, d'où l'apparition de gains au lieu des pertes. De manière surprenante, le scénario de 450 ppm - à priori plus contraignant – implique un changement brutal de dynamique et la transformation des impacts de la contrainte carbone en gains nets : les gains ont lieu d'abord pour le Brésil, puis pour l'Inde avec un décalage d'une dizaine d'années. Cette situation est temporaire : les gains redeviennent des pertes au-delà de 2060, de manière très abrupte dans la première période 2060-2070 et plus souplement après. De même, dans le scénario de 550 ppm, les pertes sont relativement moins fortes et la seconde période, à partir de 2050 environ, elles se réduisent progressivement tout en devenant des gains pour le Brésil uniquement en fin de période (dès 2089).

Graphique II.1.a - Pertes de PIB de l'Inde et du Brésil pour le scénario 550ppm



Graphique II.1.b - Pertes de PIB de l'Inde et du Brésil pour le scénario 450 ppm .



Les dates que nous donnons ici sont bien sûr très peu significatives ; ce qui est significatif en revanche, est l'existence de ces trois phases et de quelques paradoxes qui s'expliquent en fait par un même mécanisme résultant du jeu combiné de quelques paramètres centraux :

- l'allégement de la contrainte d'importation en pétrole et en gaz, en volume et en valeur, qui n'est que temporaire ;

- la part de l'énergie dans le budget des ménages ;

- l'évolution des termes de l'échange ;

- l'évolution des besoins d'investissement affectés au secteur énergétique.

Chaque paramètre exige une analyse spécifique à l'aide de simulations plus détaillées, toujours en comparant la situation de référence avec celles dérivant des contraintes politiques.

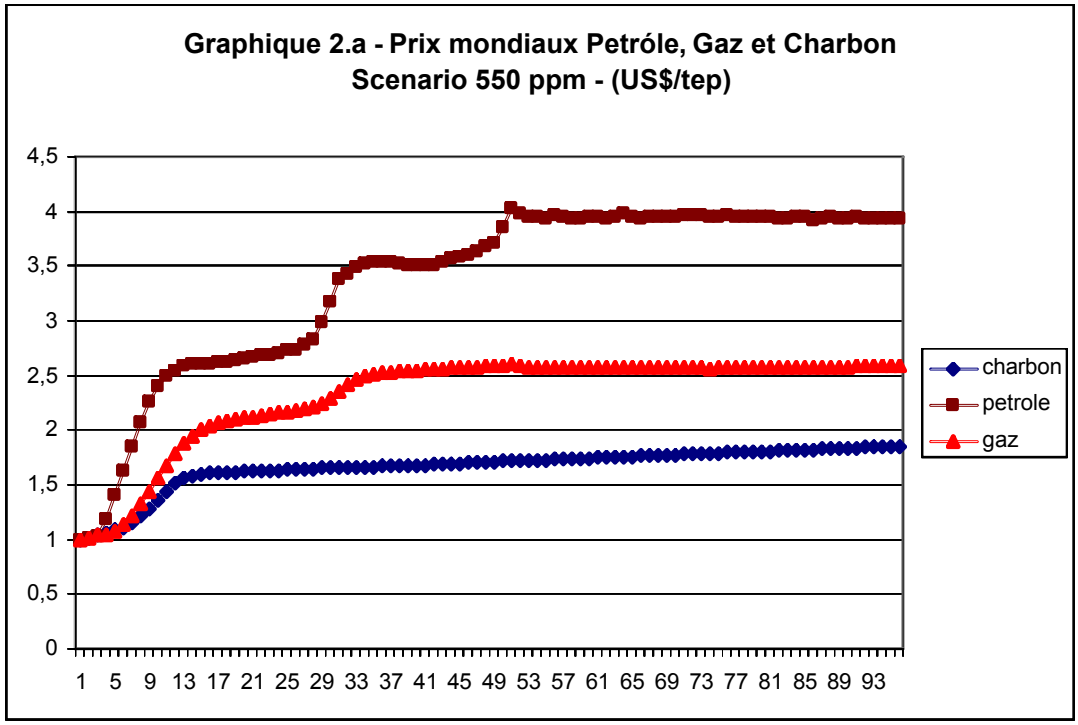
2. Politique climatique et réduction de la dépendance pétrolière et gazière

Le profil de la taxe carbone est donné dans le graphique II.2.c. La contrainte carbone s'exerce en premier lieu sur les flux d'exportation des énergies fossiles. Elle provoque une baisse de la demande adressée au pétrole et au gaz qui est suffisante pour réduire leur prix sur le marché mondial. Dans l'ensemble des scénarios, le profil de montée par paliers des prix du pétrole est borné par la pénétration massive des technologies coal to liquid pour un prix de US$ 4/tep (graphique II.2.a), prix qui borne donc par le haut le prix du pétrole et, par conséquent celui du gaz (US$ 2,6/tep) ((cf. graphique II.2.b).

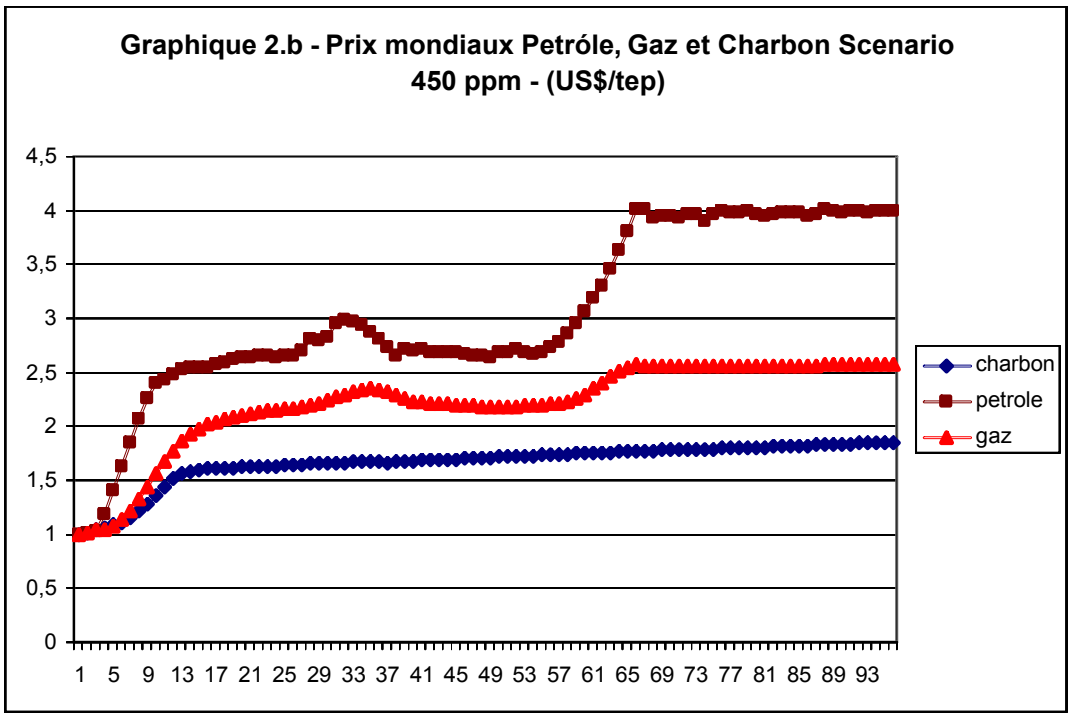
Dans le scénario de référence ce prix plafonds est atteint juste avant 2050 pour le pétrole et le gaz (en fait, le prix du gaz suit une pente douce depuis 2035 environ). Dans le scénario de 550 ppm le prix du pétrole atteint son prix plafonds cinq ans plus tard et, pendant environ 15 ans, (2032 -2047) il décroche de US$ 0,3/tep par rapport au prix du scénario de référence. Il se stabilise ensuite pour baisser très légèrement autour de US$ 3,93/tep en fin de période. Au total, cette évolution des prix du pétrole reste assez modérée et n'a que peu d'impact sur les prix du gaz. Celui-ci en effet, dans une contrainte carbone modérée voit ses parts de marché croître par rapport au charbon et au pétrole, ce qui limite les pertes enregistrées par le Moyen Orient et permet à la CEI une croissance légèrement plus élevée[1].

[1] Sans entrer dans les détails de la stabilisation puis de la remontée du PIB du Moyen-Orient (« MO » dans le graphique II.4) en fin de période, ces variations de PIB dérivent du fait que le Moyen Orient doit baisser fortement la valeur de son bien composite sur les marchés internationaux pour compenser les pertes de revenus sur les exportations des hydrocarbures. Au bout de quelques années, cette baisse des termes de l'échange permet au Moyen Orient de faire preuve d'une plus grande agressivité sur les marchés internationaux et permet la reconquête d'une plus grande capacité industrielle.

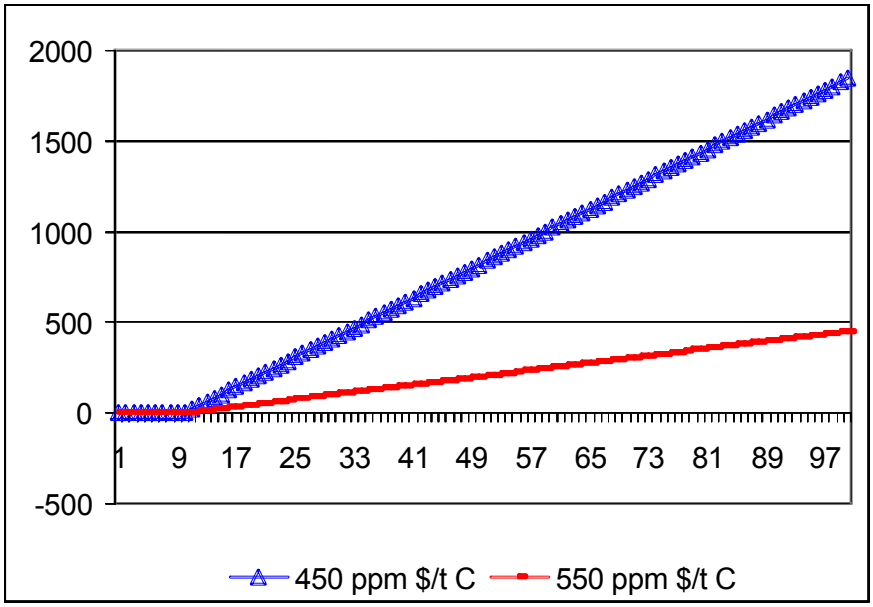
Graphique II.2.a - Evolution des prix des énergies fossiles dans le scénario 550ppm



Graphique II.2.b - Evolution des prix des énergies fossiles dans le scénario 450ppm

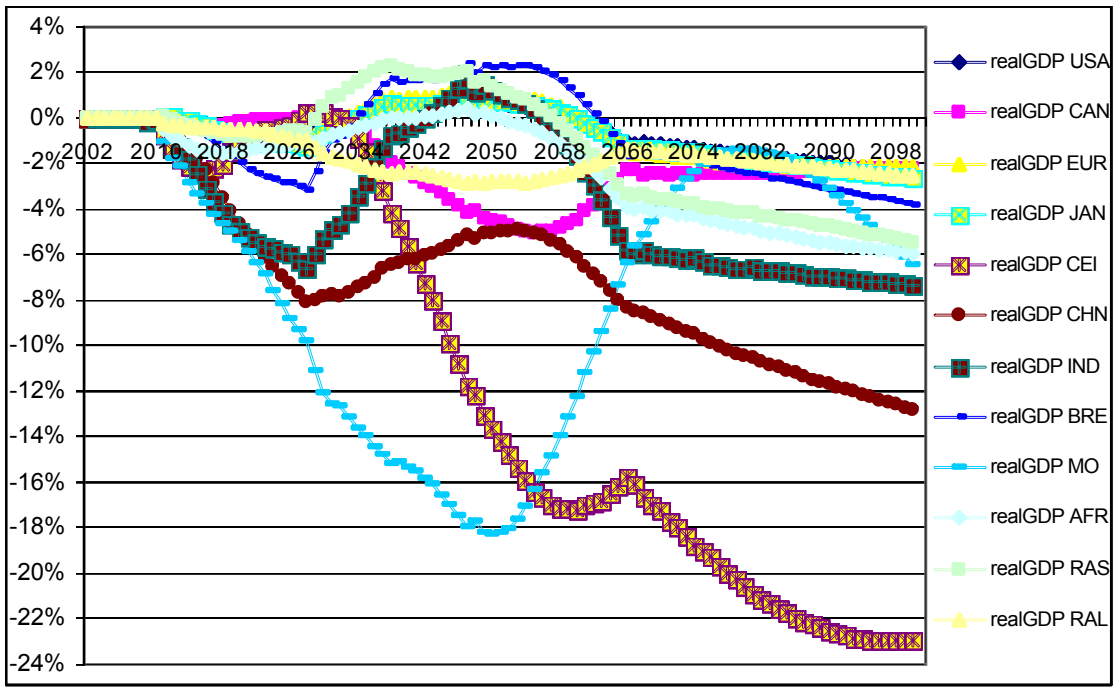


Graphique II.3.c – Evolution de la Taxe Carbone (US$/tC)



En revanche, dans le scénario de 450 ppm, une ambitieuse politique de décarbonisation oblige à réduire précocement la consommation et donc les exportations de gaz. Dès lors, les pays du Moyen-Orient enregistrent des pertes de PIB nettement plus fortes et plus précoces, ces pertes se stabilisent progressivement à partir de 2035 (cf. note 1). Entre 2010 et 2050, cette perte est de 13,5%, soit une baisse de taux de croissance de 0,32% par an ?. Le bilan pour la CEI devient clairement négatif à partir de 2038, et, cette région n'entame pas de mouvement de réindustrialisation, au contraire du Moyen Orient qui inverse la tendance à partir de 2050 (cf. graphique II.3).

Graphique II.4 - Evolution des PIB dans les 12 régions IMACLIM
Scénario 450 ppm x Scénario de Référence.



On note immédiatement que les mouvements des prix du pétrole sont corrélés, dans le temps mais aussi dans leur ampleur, avec les cycles de gains et pertes pour les deux scénarios. C'est que la baisse relative du prix du pétrole et du gaz, en comparaison de la situation de référence, a deux effets vertueux : le premier est de favoriser la baisse de la facture énergétique pour les ménages et les entreprises brésiliennes et indiennes ; le second est de permettre une réévaluation à la hausse des termes de l'échange, d'où une forte réduction des importations du Brésil et de l'Inde. C'est par cela que s'explique, pour l'essentiel, le paradoxe que nous avons observé à savoir le fait qu'apparaissent pendant 25 ans des gains en croissance dans le scénario 450 ppm, gains qui n'apparaissent pas dans le scénario 550 ppm. C'est que, dans le premier cas, les, coûts d'une contrainte carbone sont plus que compensés par la baisse des prix du pétrole et du gaz, ce qui n'est pas le cas dans le scénario à 550 ppm car, dans ce cas, la baisse du prix du pétrole est bien plus faible et celle du gaz pratiquement nulle. Ces deux canaux, concernant les dépenses domestiques et la valeur relative des échanges, seront analysés dans ce qui suit.

3. Evolutions de la facture énergétique des ménages

La dynamique de référence dans l'évolution de la facture énergétique des ménages est altérée de trois façons dans les scénarios avec politique de décarbonisation :

- par une hausse des dépenses en raison de coût supplémentaire du carbone inclus dans le prix de l'énergie ;

- par les variations dans les profils de hausse des revenus réels et des niveaux de consommation ;

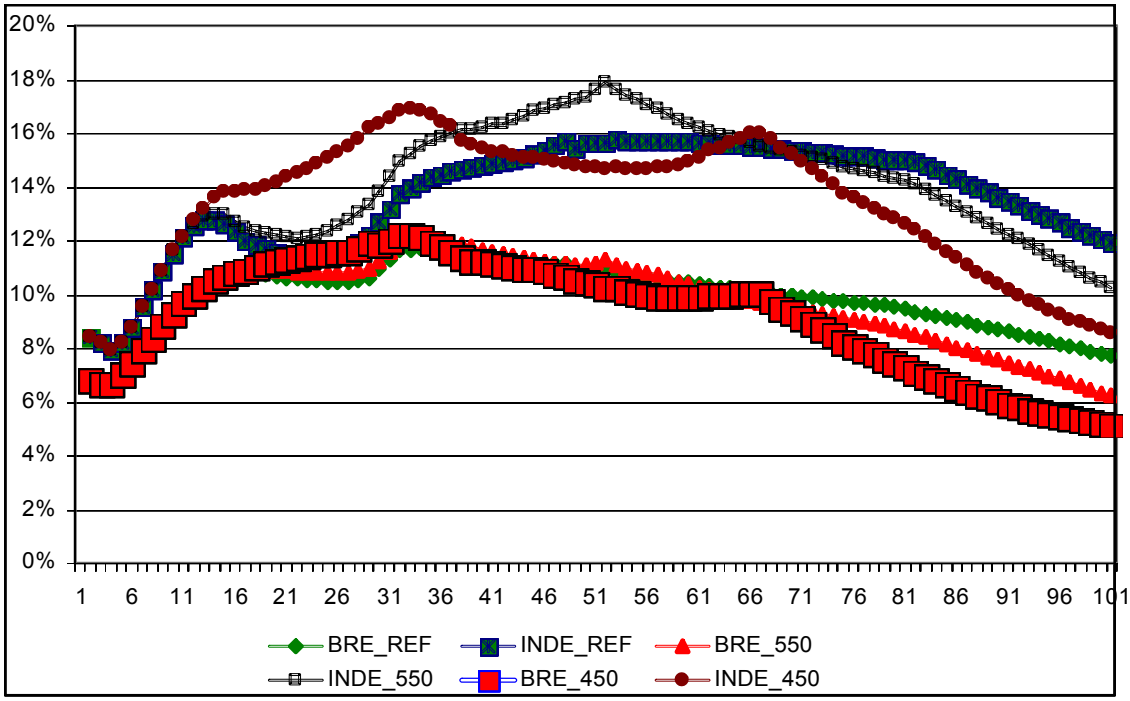
- par l'induction du changement technique ;

Les profils temporels des dépenses énergétiques des ménages du Brésil et de l'Inde (graphique II.4) sont assez similaires, quoique le profil brésilien soit moins accusé. La première période (jusqu'en 2050 pour l'Inde et 2030 pour le Brésil) est marquée par une forte croissance relative des dépenses énergétiques dès 2012-13 du fait de termes de l'échange défavorables à l'Inde et au Brésil (voir partie 2.4). Cette évolution reflète également l'ascension d'une partie croissante de la population – la classe moyenne – à un niveau de vie plus élevé et plus énergivore. L'apparition d'un prix du carbone, pendant cette période, et l'inertie dans le déploiement d'équipements plus adaptés à ce nouveau régime des prix provoque donc une augmentation significative de 1 % de la part des dépenses énergétiques dans les dépenses totales des ménages dans le scénario 450 ppm (graphique II.4.) et une augmentation plus modérée dans le scénario 550 ppm.

Passée cette étape, une phase de stabilisation plus ou moins longue s'opère, où la demande croissante est contrebalancée par l'effet combiné de l'amélioration autonome de l'efficacité énergétique et d'un début de réponse à la montée des prix pétroliers (adaptation des économies, à travers des solutions technologiques ou socio-économiques).

Une troisième phase s'ouvre dans le dernier tiers du siècle pendant laquelle les gains technologiques semblent l'emporter. On a en effet une décrue des dépenses énergétiques, qui s'explique par le fait que, désormais, le cumul du progrès technique en efficacité énergétique l'emporte globalement sur le surcoût imposé par le prix du carbone. Cette baisse arrive à saturation vers la fin du siècle pour une raison précise, le fait que l'effet rebond de la demande de mobilité commence à compenser significativement des gains technologiques en voie de saturation sur les carburants.

Graphique II.5 - Part des dépenses énergétiques dans le budget des familles pour les 3 scénarios.



Cette dynamique de référence est altérée de trois façons dans les scénarios avec politique de décarbonisation :

- par une hausse des dépenses en raison de coût supplémentaire du carbone inclus dans le prix de l'énergie ;

- par un ralentissement de la hausse des revenus réels, d'où un accès moins rapide à des niveaux de consommation plus élevés ;

- par l'induction du changement technique.

Comparativement, le deuxième paramètre – lié à l'évolution de la consommation et à l'élasticité de la demande pour les biens exigeant beaucoup d'énergie pour leur production – a un effet moindre que le premier et le troisième, plus technologiques. Ainsi, dans les scénarios avec contrainte politique, durant la première période, en raison du faible niveau du prix du carbone et de l'inertie des équipements, les écarts de trajectoires avec la référence sont très faibles. Cependant, une cible de 450 ppm conduit à une hausse de l'ordre de 1% de la part de l'énergie dans les dépenses des ménages brésiliens, dans la décennie 2030. Ce chiffre est significatif, même s'il est cinq fois plus faible qu'en Inde : la différence provient des caractéristiques de l'offre énergétique des pays. Alors que le Brésil utilise fortement l'hydroélectricité et les ressources renouvelables (bagasse), l'Inde est plus dépendante des énergies fossiles et donc plus sensible au prix du carbone. Par conséquent, la différence entre le scénario de référence et le scénario de 550 ppm reste faible pour le cas brésilien jusqu'au début des années 60.

Une deuxième phase apparaît lors de la divergence des courbes par rapport à la référence. À partir de 2034 pour le cas brésilien et de 2044 pour le cas indien, le scénario de 450 ppm

implique une décroissance relative des dépenses énergétiques, grâce au progrès technique et au changement de mode de consommation énergétique, deux effets qui l'emportent sur l'effet de la taxe. Cette baisse arrive à saturation en raison de la forte tendance à la hausse de la mobilité. En fin de période seulement, les politiques d'infrastructures et d'équipement des ménages exigés par un scénario volontariste comme celui de 450 ppm réussissent à inverse à nouveau la tendance, en creusant les écarts par rapport à la référence. L'effet rebond a donc des vertus technologiques. L'évolution du scénario de 550 ppm est sensiblement identique, durant la même période, d'où l'allègement net de la facture énergétique des ménages.

Il est remarquable que le début de la baisse de la part relative des dépenses énergétiques des ménages coïncide presque parfaitement avec l'obtention de gains de PIB dans les scénarios avec contrainte carbone. Certes, d'autres paramètres interviennent mais l'évolution du contenu énergétique du budget des ménages semble être un facteur clé. Ceci découle du fait que les parts de budget – l'énergie étant assimilée à un bien prioritaire – déterminent la demande finale de biens non-énergétiques et donc en grande partie, le niveau d'activité des économies concernées.

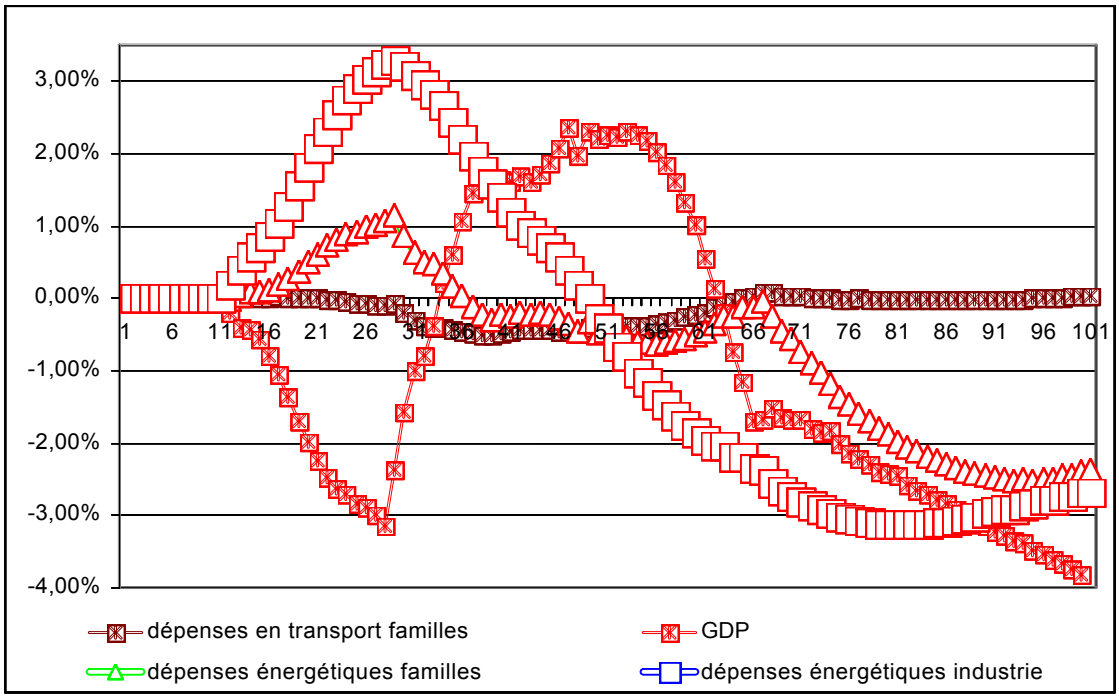
Or, pendant le dernier tiers du siècle, on retrouve des pertes croissantes de PIB dans le scénario 450 ppm, alors que la facture énergétique est notablement plus faible (d'environ 1, 5 %) que dans le scénario de référence. Dans le scénario 550 ppm, on retrouve de façon plus logique une corrélation entre baisse des dépenses énergétiques et réductions des pertes du PIB (voir apparition d'un gain en fin de période). Ces évolutions contrastées et contre intuitives s'expliquent aisément par l'observation des graphiques II.5 qui donnent l'évolution pour les scénarios 450 et 550ppm 1) des pertes de PIB, 2) de la part des dépenses en transport des familles, 3) de la part des dépenses énergétiques des familles, et 4) de la part des dépenses énergétiques de l'industrie.

On voit que les dépenses énergétiques des familles et de l'industrie croissent très fortement dans le scénario 450 ppm jusqu'à l'année 2030. Il est évident que l'augmentation de la facture énergétique est la responsable des pertes sur le GDP, qui néanmoins reprendre la croissance relative au scénario de référence après 2030 grâce, entre autres, à l'assouplissement de cette même facture énergétique, y compris légère réduction des dépenses en transport des familles (graphique II.5a).

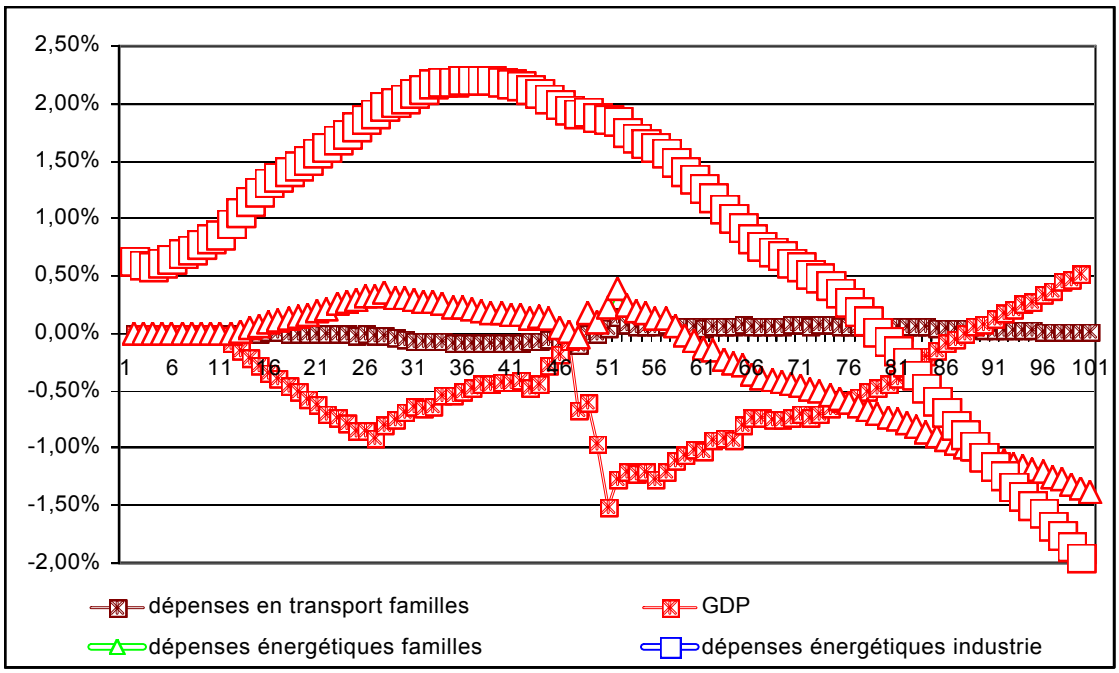
Dans le scénario 550 ppm, la baisse de la facture énergétique pour les ménages n'apparaît que 20 ans plus tard, en raison de moindre progrès technique induit, ce qui ne déclenche pas un effet rebond de même importance. Ceci confirme un point que nous avions déjà rencontré in Crassous et al (2006b) à savoir que cet effet rebond ne peut être contré que par une transformation des politiques d'infrastructures et des politiques foncières immobilières qui transforment l'espace de choix des consommateurs et préviennent la formation d'irréversibilités en matière de mode de localisation et de formes urbaines dont l'impact en matière de besoins de mobilité ne peut être compensé par les seuls prix du carbone.

Dans ce scénario, nous pouvons constater une récupération durable des pertes du GDP, qui ont atteint 1,5% en 2051 vis-à-vis au scénario de référence, et qui deviennent un gain de 0,5% à la fin du siècle. De la même façon que dans le cas antérieur, l'assouplissement de la facture énergétique pour l'industrie et pour les familles explique très clairement, comme nous pouvons constater sur le graphique II.5.b, cette augmentation des gains du GDP vis-à-vis le scénario de référence.

Graphique II.5.a - Scénario 450 ppm vis-à-vis scénario de référence : évolution du GDP, de la part des dépenses en transport des familles, de la part des dépenses énergétiques des familles et de la part des dépenses de l'industrie



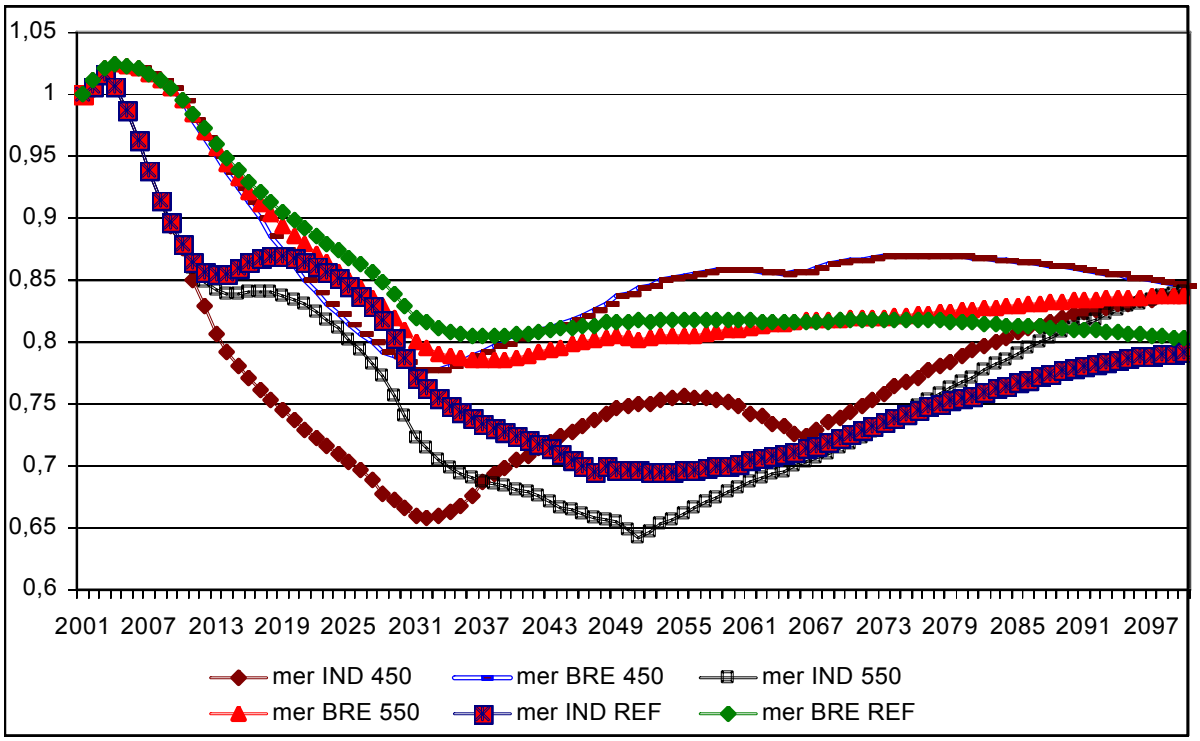
Graphique II.5.b - Scénario 550 ppm vis-à-vis scénario de référence : évolution du GDP, de la part des dépenses en transport des familles, de la part des dépenses énergétiques des familles et de la part des dépenses de l'industrie.



4. Influence des termes de l'échange et du coût énergétique de la production

L'évolution des termes de l'échange des deux pays en développement suit quasiment la même dynamique. Ils commencent, dans tous les scénarios de référence, par baisser : en effet, pendant une phase de croissance élevée, les PED ont des besoins d'importation tels qu'il serait difficile de les satisfaire à termes de l'échange constants. Le mécanisme est lié à la hausse plus rapide de leurs coûts de main d'œuvre par rapport aux pays développés. Certes, cette hausse de salaires s'accompagne d'une hausse de la productivité du travail, mais l'écart entre les deux tendances n'est pas suffisant pour financer les besoins d'importation (en équipements et en biens de consommation) et la hausse de la valeur des importations énergétiques. En fin de période, cette longue phase de transition ou de rattrapage s'estompe, d'où la remontée significative des termes de l'échange du Brésil et de l'Inde (graphique II.6.).

Graphique II. 6 - Evolution des termes de l'échange dans les 3 scénarios.

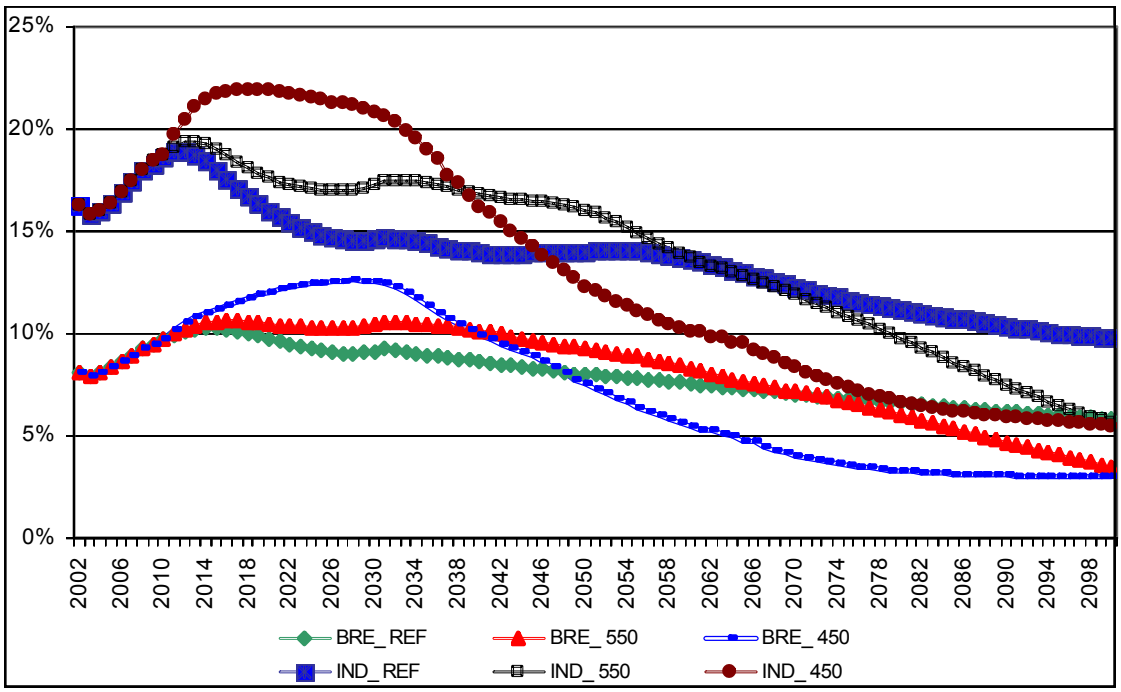


L'apparition d'un prix du carbone répondant aux objectifs de concentration de 450 ou de 550 ppm introduit plusieurs éléments perturbateurs par rapport à la tendance de référence. Ainsi, s'observe une dégradation très significative des termes de l'échange, dont la différence atteint un maximum de 22% aux alentours des années 2030 dans le cas brésilien et de 35% dans le cas indien en 2051.

Dans la première période, les termes de l'échange du Brésil se dégradent sensiblement plus sous la contrainte carbone, en raison de la hausse du coût énergétique de la production de biens non énergétiques. Cette hausse est particulièrement marquée, de 2010 à 2042, dans le cas du scénario le plus exigeant, avec 450 ppm pour objectif (cf. graphique II.7.). On pourrait objecter que cette hausse de coût de l'énergie devrait avoir un impact uniforme sur

l'ensemble des pays, et donc annuler les effets au niveau des termes de l'échange. Cependant cette hausse du coût énergétique est supérieure en valeur dans les cas du Brésil et de l'Inde à celle enregistrée pour la production des pays développés, car ces derniers sont plus spécialisés dans les services et dans les produits non échangeables à l'échelle internationale (usage domestique), d'où l'impact plus faible sur leurs exportations. Un effet plutôt secondaire renforce le premier lié au profil de spécialisation : un moindre progrès technique endogène découle d'un plus faible niveau de capital humain des pays émergents. Par conséquent, la baisse des termes de l'échange du Brésil est rendue nécessaire pour rétablir les équilibres.

Graphique II. 7 - Part du coût énergétique dans les coûts de production des biens non énergétiques, selon les 3 scénarios.



Dans une seconde période, les rapports relatifs entre les scénarios s'inversent : pour le Brésil, la contrainte forte de 450 ppm implique un renversement précoce en 2050, et celle de 550 ppm le retarde jusqu'en 2070 (idem pour l'Inde). Comme pour les ménages, les contraintes climatiques provoquent à la fois des gains d'efficacité énergétique et une baisse des prix des énergies fossiles, d'où la baisse des coûts énergétiques obtenue à long terme. Puisque le Brésil décide de réduire sa facture énergétique en diminuant les importations pétrolières et gazières et en améliorant les technologies (effet rebond), ses termes de l'échange se réévaluent. Cette réévaluation enclenche à son tour un effet vertueux sur la demande, en baissant le prix des produits importés pour le consommateur brésilien. En d'autres termes, le pouvoir d'achat brésilien augmente sur les marchés internationaux, à long terme.

En conclusion, les évolutions de la demande et de l'offre brésiliennes et indiennes suite à l'introduction d'une contrainte carbone ne sont pas purement négatives ou purement positives. La dimension temporelle est essentielle, puisqu'en général, deux périodes ont pu être mises en évidence. A court et moyen termes, les impacts d'une taxe carbone sont

négatifs et produisent des pertes nettes pour les économies brésilienne et indienne. Par contre, à long terme, un renversement de tendance apparaît : l'effet rebond et le progrès technique induit permettent une amélioration générale des caractéristiques macroéconomiques du pays par rapport à la situation de référence sans engagement climatique.

Ainsi, le coût à supporter pour les économies, n'est pas tant à long terme lorsque le prix du carbone est élevé (800$/tC en 2050) et lorsque le PIB/hab sera plus élevé, mais le coût à court et moyen terme permettant d'assurer la transition et qui correspond à la phase de développement économique des PED.

Les deux sous-parties à suivre traitant d'abord du Brésil et ensuite de l'Inde permettent de proposer des stratégies win-win spécifiques à chacun de ces pays pour une intégration dans un régime international de coordination des politiques climatiques.

Bibliographie

Crassous R., Hourcade J.-C., Sassi O., Gitz V., Mathy S., Hamdi-Cherif M. (2006a) Imaclim-R : a modeling framework for sustainable development issues. Working Paper CIRED

Crassous R., Hourcade J.-C. et Sassi O.,(2006b) "Endogenous structural change and climate targets. Modelling experiments with Imaclim-R",The Energy Journal, 27, 259-276.

Crassous R., Sassi O., Hourcade J.-C., Waisman H., Guivarch C. Gitz V. (2007) Imaclim-R : a modeling framework for sustainable development issues. Working Paper CIRED

III. Les énergies de biomasse : une opportunité pour le Brésil de lier énergie, environnement et développement ?

1. Contexte et objectifs

Le Brésil s'annonce de façon récurrente comme une future grande puissance énergétique et agricole mondiale. Au niveau agricole, le Brésil est une puissance exportatrice confirmée (soja, sucre). Au niveau énergétique, la biomasse représente un tiers des besoins en énergie primaire. Par ailleurs, pour faire face aux contraintes de sécurité énergétique et aux contraintes climatiques, les pays développés envisagent un recours accru aux bioénergies, mais avec un potentiel limité de production domestique. De ce fait, des tensions apparaîtront dans l'utilisation de l'espace au Brésil, fortement conditionnée par les demandes interne mais surtout externe, en bioénergie et en produits agricoles.

Depuis 1973, plusieurs pays ont encouragé la production de biocarburants (éthanol de canne à sucre au Brésil, éthanol de maïs aux Etats-Unis, biodiesel de colza en Allemagne, France, Italie…) au gré des chocs pétroliers mais aussi de volontés plus ou moins affirmées de soutenir l'emploi et les revenus agricoles, de lutter contre la pollution de l'air, d'évoluer vers des systèmes énergétiques plus durables. Le Brésil se prépare à exporter de grandes quantités de biocarburants au Japon pour aider ce dernier à honorer ses engagements de Kyoto, et sera un des candidats sérieux à la fourniture en biocarburants pour l'Europe dont les potentiels de production sont très limités en regard de la consommation énergétique potentielle. Les initiatives réglementaires (directive européenne 2003/30 sur l'incorporation d'éthanol et de biodiesel dans les carburants), et les annonces désormais récurrentes (ex. déclaration Franco Brésilienne sur la bioénergie en 2006) laissent supposer un développement massif des bioénergies, sans s'interroger sur la faisabilité.

Certes, le Brésil possède un "réservoir" de terres agricoles inégalé susceptible de fournir une offre substantielle de biomasse à l'échelle mondiale. Mais ce réservoir est aussi pour partie un des plus importants espaces forestiers de la planète, avec ce que cela entraîne comme potentiel de production ligneuse et non ligneuse, mais aussi de surfaces à protéger, tant pour la préservation du carbone que celle de la biodiversité ou du système climatique local. Il existe un arbitrage crucial dans le cas du Brésil entre l'exploitation de son potentiel de biomasse et la conservation d'une ressource naturelle aux externalités positives diverses.

Le contexte actuel représente une chance pour le Brésil dans le sens où un développement massif des bioénergies (éthanol principalement) peut à la fois accélérer la dynamique de développement du pays et être valorisé dans le cadre des négociations climatiques internationales.

Avant de s'interroger sur les implications possibles d'un essor du commerce international des bioénergies, il convient de se pencher sur le profil énergétique, environnemental et économique du Brésil, afin d'identifier les points forts et les faiblesses de ce grand pays. Sans mettre l'accent sur les potentiels et obstacles (faiblesses de l'infrastructure, investissements requis, etc.) au développement de la production de bioénergies, nous questionnerons la position du Brésil relative à ses émissions de gaz à effet de serre (GES) et à leur évolution future, sa position diplomatique dans les négociations relatives au changement climatique, et son implication possible dans le cas d'une stratégie duale en termes de développement et de protection de l'environnement. En effet, la plus grande spécificité du Brésil tient dans l'origine plus forestière de ses émissions de GES (déforestation) qu'énergétique ou industrielle. Mais le défi du gouvernement se pose plutôt en termes de développement et de réduction des inégalités. Des arbitrages multiples se

jouent sur les émissions du Brésil, avec parfois des objectifs contradictoires entre l'échelle nationale et l'échelle internationale.

1.1. Un contexte brésilien libéré de contraintes de sécurité énergétique et de profils d'émissions énergétiques de GES élevés

La particularité du mix énergétique brésilien tient dans l'importance des énergies renouvelables et faiblement polluantes en termes de gaz à effet de serre. Le Brésil a réalisé d'importants efforts afin de réduire sa facture énergétique, à la fois à travers le développement de l'hydroélectricité et à travers l'autosuffisance pétrolière. Il a également participé à l'utilisation originale de la biomasse en tant que carburant, avec l'éthanol issu de la canne à sucre, pour sécuriser ses débouchés agricoles et pour des raisons d'indépendance énergétique. Ces trois ambitions énergétiques se sont soldées par un succès, mais la croissance future de la demande risque de les rendre insuffisantes.

L'électricité est produite au Brésil à 80% (75 GW en 2005) grâce à l'important potentiel hydraulique du pays qui assure 15% de l'offre d'énergie primaire. Cependant même si seuls 30% du potentiel hydroélectrique sont aujourd'hui exploités, les ressources supplémentaires disponibles se situent principalement dans la région amazonienne dont l'exploitation se heurte à de fortes contraintes environnementales, et d'autre part la distance entre l'Amazonie et le consommateur final entraînerait des coûts élevés de transmission et des niveaux de pertes menaçant la rentabilité économique. Ces contraintes risquent de rendre nécessaire le recours à des sources énergétiques plus émettrices de gaz à effet de serre, et donc de dégrader le profil des émissions énergétiques du Brésil. C'est pourquoi pour limiter cette future dégradation, le gouvernement a promu une réorganisation du secteur énergétique visant à favoriser les ressources renouvelables, les bioénergies ou l'utilisation du charbon de bois[2].

Outre cette dotation importante en ressources hydroélectriques, les orientations politiques adoptées dès 1975 avec le programme ProAlcool par souci d'indépendance énergétique ont permis d'initier et de développer massivement la production d'éthanol en substitution aux produits pétroliers. Ainsi, le Brésil reste jusqu'en 2005 le premier producteur mondial d'éthanol (à base de canne à sucre), date à laquelle les Etats-Unis ont pris cette place. Le Brésil reste cependant le premier en terme d'efficacité (aux Etats-Unis l'éthanol est produit avec du maïs par un procédé beaucoup moins efficace). La production brésilienne d'éthanol était de 17,5 milliards de litres en 2006-07, dont 20% sont exportés. De ce fait, la consommation domestique de biocarburant équivaut à environ 50% en termes de volume et à 35% en termes d'énergie de l'ensemble du carburant consommé par les véhicules individuels au Brésil. Au final, environ 14% de l'offre d'énergie primaire provient de la canne à sucre, notamment de l'éthanol carburant et de la bagasse - résidu de la canne à sucre après le pressage, utilisé comme source énergétique pour la production de chaleur et d'électricité.

[2] Ainsi tout nouveau projet de génération électrique ne sera autorisé que pour les entreprises en possession d'une licence environnementale.

Les soubresauts du plan ProAlcool :

Entre 1975 et 2004, le programme « ProAlcool », a permis de substituer environ 230 milliards de litres d'essence. En 1975, ce programme national reposait sur des garanties de prix, des subventions, des prêts publics et des prêts privés garantis par l'Etat pour les cultivateurs et les industriels. Puis les prix de l'éthanol et de l'essence ont été libéralisés entre 1997 et 1999. Actuellement, il n'existe plus aucune aide directe à la production d'éthanol, mais le secteur jouit toujours de la réglementation sur le taux de mélange obligatoire (25% jusqu'en mai 2006, puis 20% en raison de la hausse des prix du sucre, enfin 23% depuis novembre 2006) et des réductions de taxes. Les avantages du programme éthanol brésilien sont de deux ordres, selon le 'World Resources Institute' : le Brésil a pu économiser 52 milliards US$ (valeur en 2003 US$)[3] sur ses importations de pétrole, et il a réduit ses émissions de CO2 d'environ 574 millions de tonnes depuis 1975 – ce qui équivaut à 10% des émissions nationales sur cette période.

Cependant la mise en place du plan ProAlcool n'a pas pris la forme d'une croissance linéaire de la consommation nationale d'éthanol. Certes, au milieu des années 1980, plus de trois quarts des 800.000 voitures roulaient à l'éthanol grâce à une combinaison de fortes subventions et de décisions politiques. Cependant, lors de la montée des prix du sucre de 1989, les producteurs de canne ont préféré exporter leur sucre sur les marchés internationaux, créant une pénurie d'éthanol qui a détérioré la confiance des consommateurs et discrédité le programme « ProAlcool ». En guise de réponse, le gouvernement a dû importer largement du méthanol ; mais à la fin des années 1990, les ventes de voitures dédiées à l'éthanol comptaient pour moins de 1% du total des ventes.

Le point de rupture de l'essor récent s'opère en mars 2003 avec la mise sur le marché de la voiture « flex-fuel » qui autorise toutes les proportions de mélange entre éthanol hydrique et gasohol (mélange d'essence avec 25% d'éthanol anhydre). En 2006, on comptabilise 2 millions de voitures individuelles « flex-fuel » (sur plus de 22 millions) sachant que 78% des voitures vendues (estimées à 1,1 million en 2006) détiennent cette technologie (ANFAVEA, 2007). La presque totalité des 32 000 stations essence brésiliennes vendent de l'éthanol hydrique (USDA, 2006). La flexibilité offerte par cette technologie permet aux consommateurs de s'adapter aux fluctuations des cours de pétrole et du sucre.

De plus, en 2004, le gouvernement a repris un programme de biodiesel, dans le cadre de sa stratégie visant à rendre les carburants plus « verts » : la part autorisée est de 2% (en volume) d'intégration dans le diesel fossile, avec pour objectif de rendre cette part obligatoire en 2008 et de l'augmenter jusqu'à 5% en 2013. Toutefois le problème principal du biodiesel est son coût de production élevé[4].

Si la politique de soutien à l'éthanol s'est révélée être un succès, au point de permettre au secteur de se passer de toute intervention publique et de subvention, la raison tient aux caractéristiques propres au Brésil permettant une production agricole importante à faibles coûts (climat propice, terres disponibles, faible rémunération pour la main d'œuvre rurale). Les investissements privés des producteurs d'éthanol en termes de capital investi, de recherche et développement, et d'amélioration des techniques de production, ont assuré ce succès en garantissant une croissance de leur offre. Mais l'expérience ne peut pas forcément être reproduite dans le cas du biodiesel qui fait appel à une multitude de petits producteurs privés de capitaux, ni même dans le cas d'une expansion future de la production d'éthanol (sauf si l'Etat investit).

---

[3] selon Goldemberg et al. (2003), cité par Coelho (2005).

[4] Le programme de biodiesel est donc un candidat majeur pour les projets du CDM en lien avec les pays de l'Annexe I.

Outre cette orientation marquée et réaffirmée vers le dévelopement de l'éthanol, le pays a également conduit une politique volontariste lui permettant d'atteindre son autosubsistance en pétrole brut en 2006 (pour une consommation de pétrole par personne et par jour de 4 barils, en 2006). Petrobras, entreprise assurant l'offre et la distribution du pétrole et gaz brésiliens, a un capital détenu à 32% par l'Etat qui possède également 55,7% du capital avec droit de vote, assurant son contrôle sur le groupe. La faible qualité de ce pétrole et surtout l'importance de la demande domestique expliquent la faiblesse des exportations. Etant donné la croissance de la demande, on peut anticiper des tensions : le Brésil a déjà dû élever sa production à 1,9millions de barils par jour en 2007. Des tensions sur le prix du gaz sont déjà apparues à Rio, gaz utilisé pour faire rouler une partie du parc automobile. Cependant, de nouvelles réserves offshores trouvées en novembre 2007[5] risquent de changer la donne pour le Brésil, le faisant potentiellement passer dans le rang des premiers exportateurs mondiaux d'hydrocarbures. En effet, le gisement de Tupi, au large des côtes Est et Sud-est du pays, recèleraient des réserves estimées entre 5 et 8 milliards de barils de pétrole et de gaz naturel (source : Petrobras), soit 40% des réserves actuelles du pays. Avec 1 milliard de dollars d'investissement sur plusieurs années, 15 puits ont été forés pour réussir à atteindre le gisement, sous une épaisse couche d'eau (2 140 m), de sable et de rochers (3 000 m), ainsi que de sel (2 000 m). Ces puits produisent une huile légère à haute valeur commerciale et une grande quantité de gaz naturel associé. Selon le gouvernement, ce gisement lui permettrait se placer entre le Venezuela et le Nigéria en termes de réserves.

Si le volontarisme politique et le désir d'indépendance énergétique ont permis de mettre en place un mix énergétique original et faiblement émetteur de GES, tout engagement à des réductions d'émissions devient plus difficile du point de vue énergétique. En effet, une matrice énergétique déjà « propre » laisse peu de champs d'action pour des efforts futurs. Les sources principales d'émissions brésiliennes sont à chercher dans le changement d'utilisation des terres et dans la maîtrise de la déforestation.

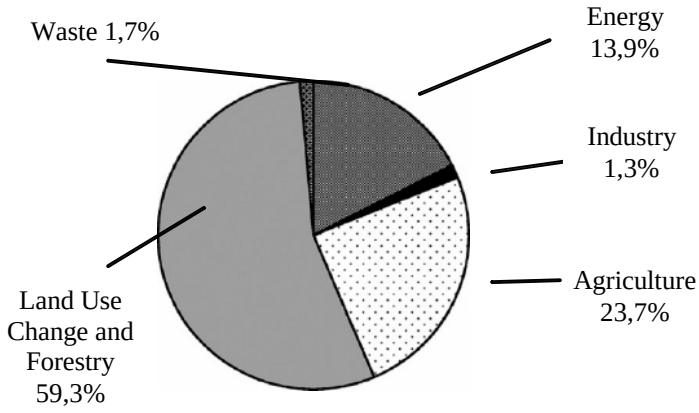
1.2. Quel positionnement du Brésil dans les négociations internationales sur le changement climatique

Concernant le succès futur de la gouvernance mondiale du problème du changement climatique, un des points clés réside dans l'entrée, aux côtés de pays comme les USA, de pays en développement comme le Brésil., l'Inde ou la Chine. Mais à la différence de certains pays émergents à forte croissance économique reposant sur une utilisation massive d'énergies fossiles comme la Chine et l'Inde, le principal secteur d'émission au Brésil est l'usage des terres agricoles et forestiers (LULUCF en anglais). D'après la base de données CAIT (www.cait.wri.org), en 2000, 19% seulement des émissions de GES sont à imputer au secteur énergétique[6], 25% à l'agriculture et 56% au changement d'usage des terres et aux activités forestières (Graphique III.1).

[5] www.enerzine.com

[6] Le Brésil est le 10ème consommateur d'énergie au monde (représentant 2,1% du total des consommations énergétiques) et le 4ème plus grand consommateur n'appartenant pas à l'IEA (après la Chine, l'Inde et la Russie). Source : OCDE-IEA, 2006, données de 2003

Graphique III.1. Distribution des émissions de GES par secteur au Brésil



Les émissions dues à la déforestation au Brésil comme en Indonésie risquent de compenser voire de dépasser tous les efforts faits par les pays de l'Annexe I en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Le positionnement du Brésil s'est construit historiquement sur la mise en avant du « principe de responsabilité commune mais différencié » de la Convention de Rio, qu'il fut le premier à signer et d'un point de vue diplomatique, le Brésil s'est toujours révélé proactif, défendant ses intérêts et une vision pouvant rassembler d'autres PED. Par exemple, en 2005, le président fit un discours portant sur divers points stratégiques (NAE : Nucleo de Assuntos Estrategicos da Presidencia da Republica)[7]. Notamment, il souhaitait que la communauté internationale reconnaisse que le Brésil n'était pas prêt à assumer des restrictions sur ses émissions, puisqu'elles auraient un impact direct sur la relation entre le capital et le produit intérieur. Or la disponibilité du capital restait un paramètre critique sur le marché intérieur, avec des conséquences fortes sur l'emploi et les revenus, et donc sur le développement du Brésil.

L'intégration du Brésil au sein d'un accord international sur le CC doit donc s'organiser autour des modalités de prise en compte de la déforestation d'une part (la position diplomatique du Brésil a évolué récemment, et l'idée d'un contrôle de ses émissions via un contrôle de la déforestation ne lui est plus étrangère) et du rêve d'expansion de l'éthanol comme réponse aux émissions des carburants fossiles et aux enjeux de sécurité énergétique.

Savoir si le Brésil a intérêt ou non à s'engager dans des réductions quantitatives de ses émissions ou de participer à la suite du protocole de Kyoto nécessite un effort de mesure : quels sont les coûts et les bénéfices qu'il peut en attendre ? Comment se répartit la rente de l'éthanol entre les différents acteurs de la filière ? Est-ce que le gouvernement est capable de contrôler le rythme de déforestation ?

(3) Les difficultés de l'intégration de la maîtrise de la déforestation dans un accord international

Non seulement le Brésil fait partie des pays qui déboisent le plus, mais le rythme s'accélère : sur la période 1990-2000, le déboisement touchait 2,6 Mha/an, tandis qu'en

[7] cite par Texeira, 2006

2000-2005, on observe une perte brute de 3,1 Mha/an ; Le Brésil offre potentiellement l'un des puits de carbone les plus importants (selon les modalités LULUCF).

Selon le rapport Stern (2006), il existe dans les projets d'Afforestation/Reboisement (A/R) un réel gisement de réductions d'émissions à faible coût (1 à 5 US$/teCO2 évitée) qu'il convient d'exploiter en priorité. Les négociations avec les pays non membres de l'Annexe 1 sont en cours et devraient se finaliser à la 13ème conférence sur le climat à Bali, en décembre 2007. Seul le recours aux mécanismes de marché est capable d'attirer un flux pérenne et significatif de ressources permettant de lutter contre la déforestation, mais les modalités restent en discussion.

Problèmes de mesure

Des accords techniques sur la manière de mesurer et un consensus scientifique font malheureusement encore défaut : le débat sur la propriété de puits ou de source de la forêt tropicale amazonienne n'est pas résolu, les quantités de biomasse sont des estimations (à partir d'images satellites et de mesures ponctuelles extrapolées) et la réaction/adaptation de la forêt tropicale humide au changement climatique fait l'objet d'une controverse. Un large spectre de valeurs concernant le contenu en biomasse et donc en carbone de la forêt tropicale est présent dans la littérature. Des estimations anciennes de Reis (1992) évaluent les densités de biomasse moyennes entre 270 et 400 tonnes de bois par hectare en Amazonie, avec un contenu en carbone d'environ 50%, ce qui aboutit à évaluation de 135 à 200 tC/ha. Ces estimations ont été révisées à la baisse : l'IPCC (2001) utilise comme valeur moyenne 120 tC/ha pour les forêts tropicales. A ces controverses sur la mesure s'ajoute une diversité d'écosystèmes. En effet, dans la zone de déforestation du Brésil qui s'étend principalement sur les Etats du Mato Grosso, du Para et du Rondônia, les écosystèmes sont mixtes entre de la forêt et des savanes à la densité inférieure (70 tC/ha). Les questions techniques de mesure sont essentielles en ce qu'elles sont la base des justifications environnementales des efforts entrepris dans le domaine du LULUCF.

Problèmes de canevas institutionnel

La complexité de la dynamique de déforestation rend toute tentative de contrôle particulièrement délicate. En effet, les multiples causes d'extension de la frontière agricole sont multiples : augmentation du prix de vente agricole, changement technologique, amélioration de l'accès au crédit ou baisse du taux d'intérêt, baisse des salaires agricoles, baisse du coût de transport (amélioration de l'infrastructure) ou baisse des efforts pour faire respecter les droits de propriété. Par conséquent, établir un scénario de référence concernant la déforestation est extrêmement difficile. Tout d'abord, la base historique est perverse car elle incite à déboiser actuellement pour avoir un scénario plus « avantageux » lors des négociations. Ensuite, les projections dépendent des prévisions faites sur des paramètres multiples, tels que la pression démographique, l'évolution des infrastructures de transport, les prix des matières premières agricoles : l'incertitude portant sur la valeur de chaque paramètre s'additionne. Finalement, il existe un problème d'évaluation du caractère anthropique et donc additionnel de l'effort de lutte contre la déforestation, ainsi qu'un problème d'évaluation du coût de la lutte : si le coût dépend du coût d'opportunité d'un usage alternatif du sol (données fragiles), les rémunérations seront différenciées selon les pays.

De plus, la lutte contre la déforestation exige des modalités complexes (adaptées à chaque contexte national ou régional) et un flux financier pérenne, sans quoi des actions de contrôle ponctuelles seront abandonnées. Lier cette question au marché du carbone n'est

pas forcément la solution, en raison du risque élevé de chute des prix du permis de CO^2 si on met sur le même plan réduction des émissions fossiles industrielles et afforestation. De plus la question de la déforestation se pose dans le cadre des émissions de GES, mais pas seulement : on pourrait chercher à valoriser l'importance de la forêt tropicale en termes de biodiversité, de stabilité climatique régionale, de gestion de l'eau, etc. Du point de vue conceptuel méthodologique, il convient peut-être de séparer les problèmes.

Absence d'accord international sur les moyens de lutter contre la déforestation

La position du Brésil dans les négociations climatiques a évolué. Entre 1992 et décembre 2005, la ligne officielle relative au changement d'usage des terres et à la déforestation était marquée par un refus catégorique de les prendre en compte. Les raisons du gouvernement étaient surtout politiques, en témoigne la nomination de Marina Silva en tant que Ministre de l'Environnement plutôt volontariste, le but était de se protéger de l'ingérence des pays étrangers sur l'usage des terres au Brésil.

Depuis 2005, le gouvernement brésilien a accepté l'idée de « réductions compensées » en permettant à un pays de recevoir des crédits de carbone lorsque son taux de déforestation reste inférieur à celui d'un niveau de référence négocié auparavant. Cependant il reste un désaccord sur les moyens d'octroyer des crédits : soit on applique un cadre semblable à celui du Mécanisme de Développement Propre (MDP) en ayant recours au marché, soit on crée fond dédié à la lutte contre la déforestation. Cette dernière option est défendue par le Brésil qui rejette donc l'extension de l'emploi des MDP et des CER[8] à la déforestation[9]. Il souhaite la mise en place d'un fond dédié dit « compliance fund » (introduit durant COP 6) chargé de rémunérer les efforts fait en termes de déforestation évitée, soit par un versement annuel régulier, soit par un investissement ponctuel élevé de manière à mettre en place une autorité de contrôle localement. Par contre, la Chine et l'Inde, dont les surfaces forestières s'accroissent, militent pour la prise en compte des efforts de (re)boisement et de conservation à l'aide d'argument moraux : rémunérer les pays ayant déforesté est une incitation perverse qui ne résoudra pas le problème de la déforestation, car, même si l'on rémunère les pays pour « moins » déforester, ils perdront toujours leur forêt, plus lentement seulement. Evidemment le Brésil et l'Indonésie sont particulièrement visés par ces critiques.

(4) Rêve d'expansion de l'éthanol pour participer à la lutte contre le changement climatique au niveau international

La promotion internationale de l'éthanol que souhaite le Brésil est rendue possible par un coût bas qui a été rendu possible par :

- une valorisation des coproduits : toutes les usines de transformation sont autosuffisantes en énergie, grâce à l'utilisation de la bagasse dans le processus de cogénération qui produit de l'électricité. L'avantage de la cogénération est qu'elle permet de baisser les coûts énergétiques de production, mais elle peut s'avérer aussi être une nouvelle source d'électricité : à la suite de récents changements dans la législation du secteur électrique au

[8] Les CER ou « Certified emissions reductions » (crédits issus des projets MDP), sont générés par un projet mis en œuvre dans un pays non Annexe 1 par un porteur de projet d'un pays Annexe 1, ce dernier récupérant après certification une quantité de CER créée ex nihilo équivalente aux réductions des émissions

[9] cf. note Minagri « réduction des émissions dues à la déforestation dans les PVD »

Brésil (Loi 10,438 – PROINFA), les autorités locales et les raffineurs de canne à sucre envisagent de commercialiser leur surplus d'électricité. L'utilisation de la biomasse tend à s'approfondir, tant dans ses usages (carburant, électricité) que dans l'augmentation de l'offre.

- une courbe d'apprentissage due à des subventions efficaces et à l'intégration progressive des coproduits dans le procès de transformation qui se traduit par une baisse des coûts de production au cours du temps. Cette baisse des coûts est le résultat d'une forte amélioration des rendements, grâce à des pratiques agricoles améliorées. Le rendement moyen est de 65 tonne par hectare au Brésil (Moreira et Goldemberg, 1999), mais il peut s'élever à 100-110 t/ha dans l'Etat de Sao Paulo (Braunbeck et al, 1999). D'ailleurs les rendements ont cru d'environ 33 % dans ce même Etat (Macedo 2004) qui concentre 85% de la production de canne du pays.

Ainsi, contrairement à l'objectif initial du programme ProAlcool qui était de de sécuriser le débouché de la canne vers l'éthanol afin de diminuer le risque lié à la grande fluctuation des prix du sucre(avec une part de marché de l'ordre de 30% des exports de sucre, le Brésil n'est pas un acteur suffisamment puissant pour être « price-maker » sur le marché du sucre), sur le marché international de l'éthanol, le Brésil est un leader et peut influer sur les prix (tout en respectant leur dépendance par rapport au pétrole). Actuellement, 35% de la production de canne brésilienne est utilisée pour le sucre et le reste pour l'éthanol : les deux produits sont presque parfaitement substituables.

Aujourd'hui le Brésil exporte vers les Etats-Unis, l'Inde, le Venezuela, le Nigéria, la Chine, la Corée du Sud et l'Union européenne. Les exportations entre le Brésil et les Etats-Unis empruntent deux canaux - soit direct soit indirect - et représentent plus de 64% des flux commerciaux brésiliens d'éthanol. En effet, 52% des exportations brésiliennes, c'est-à-dire 1,77 milliards de litres d'éthanol, atteignent les USA en payant les droits de douane spécifiques[10]. En sus, 0,475 milliards de litres transitent par les usines de déshydratation des pays du bassin caribéen (Caribbean Basin Initiative, CBI) puis sont exportés hors taxe aux USA. En 2006, le gouvernement négocie avec le Japon qui a autorisé une substitution de 3% de l'essence par de l'éthanol, afin de remplir ses engagements pris dans le cadre du traité de Kyoto. La venue du président Lula da Silva en Europe en juin 2007 visait à proposer des accords commerciaux spécifiquement sur l'éthanol, témoignant d'une volonté d'expansion commerciale du Brésil.

Petrobras, la compagnie nationale énergétique, a entrepris des investissements de long terme pour répondre aux projections de demande internationale. Elle anticipe une augmentation des exportations d'éthanol de 320 millions de litres en 2006 à 850 millions en 2007. Le plan d'investissement inclut la construction d'un pipeline pour le transport de l'éthanol entre les régions productrices et les ports. L'objectif poursuivi pour les projections de 2007-2011 est d'exporter 3,5 milliards de litres d'éthanol par an[11].

La participation du Brésil dans les négociations et les engagements climatiques peut se mettre en place via deux canaux : le premier se concentre sur la lutte contre la déforestation, mais les modalités de financement et contrôle sont très délicates à conceptualiser ; le second réside dans la capacité d'expansion de la production d'éthanol et dans l'ouverture aux échanges des bioénergies. Cette étude ne porte pas sur le premier canal en raison de sa complexité et de l'absence d'accord international, mais uniquement sur le second, en se concentrant sur la dimension énergétique.

---

[10] Les droits de douane se décomposent aux USA en deux parties : une taxe à l'importation « ad valorem » de 2,5% sur l'éthanol non dénaturé et de 1,9% sur l'éthanol dénaturé (depuis 1980), ainsi qu'une taxe spécifique sur l'éthanol importé de 0,1427 US$ par litre (cf. Kojima, 2007).

[11] Kojima (2007)

Qu'est ce que le Brésil peut attendre du développement de l'éthanol en terme de développement économique induit?

1.3. Une contrainte de développement primordiale

Le Brésil est un pays émergent qui ne possède pas les taux de croissance élevés de la Chine ou de l'Inde, mais qui partage avec ceux-ci les caractéristiques d'un grand pays aux inégalités très fortes. L'objectif premier du gouvernement reste d'assurer le développement du Brésil, tout en réduisant les inégalités, source de conflits sociaux. La contrainte environnementale est secondaire, sauf si elle risque de menacer ce développement à plus ou moins long terme.

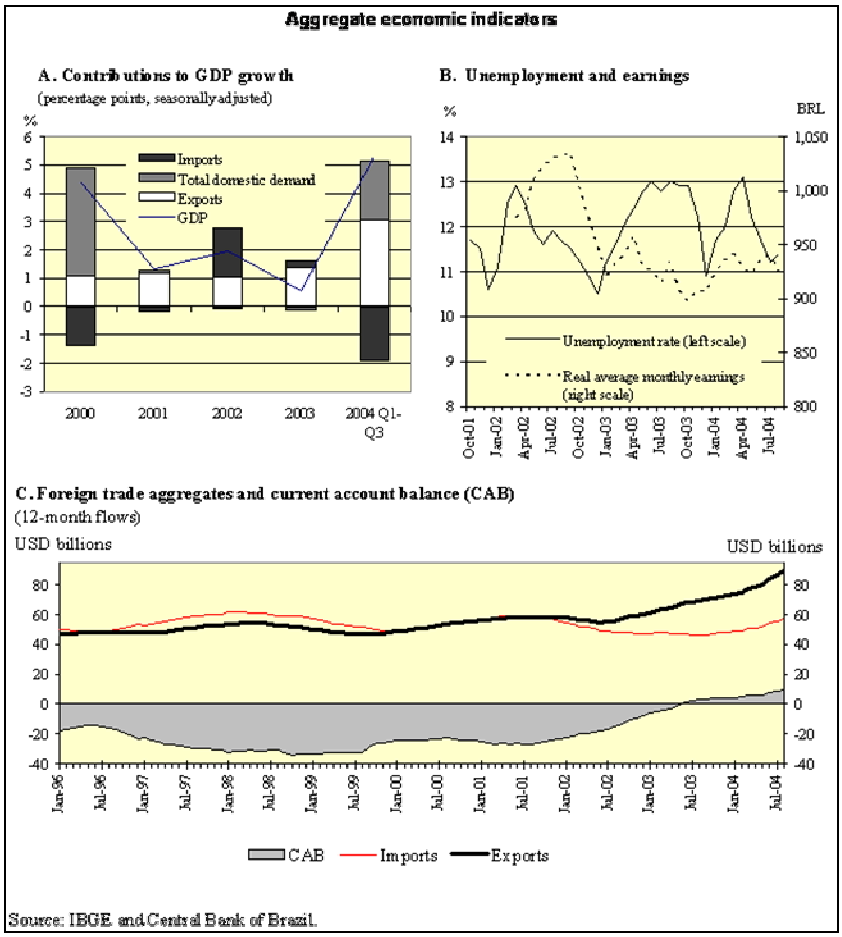
(5) Une économie duale

Situation macroéconomique d'un pays à croissance erratique

Les performances brésiliennes en termes de croissance ont été très fluctuantes ces dernières années mais de solides bases semblent avoir été retrouvées par le nouveau gouvernement arrivé au pouvoir en janvier 2003. Le point essentiel réside dans la restauration de la confiance, surtout au niveau international et financier. Pour ce faire, les mesures successives ont eu pour objectif de stabiliser les marchés de change, de réduire le risque de crédit souverain et de juguler l'inflation. Simultanément, depuis la mise en place d'un taux de change flottant pour le Real en 1999, un remarquable ajustement externe ainsi qu'une hausse des exportations et les conséquences positives en termes de balance des paiements, ont rendu l'économie moins dépendante des capitaux étrangers et, par suite, plus résiliente face à une possible perte de confiance.

La consolidation de la stabilisation macroéconomique est de la plus grande importance pour les années à venir, opérant à travers un mix politique prudent fait de poursuite de la désinflation et de forte réduction de la dette publique. La réduction de la dette est en œuvre actuellement, grâce à un surplus primaire consolidé de l'ordre de 4,25% du PIB pour les années 2005-2006, afin de poursuivre la baisse de près de 5% du ratio de la dette publique sur le PIB entre 2003 et 2004. Ces efforts sont nécessaires en ce qu'ils permettent de réduire le biais procyclique des politiques.

Graphique III.2 : Indicateurs économiques agrégés. Source: OCDE, 2005, « Economic Survey of Brazil ».



Le poids du secteur informel

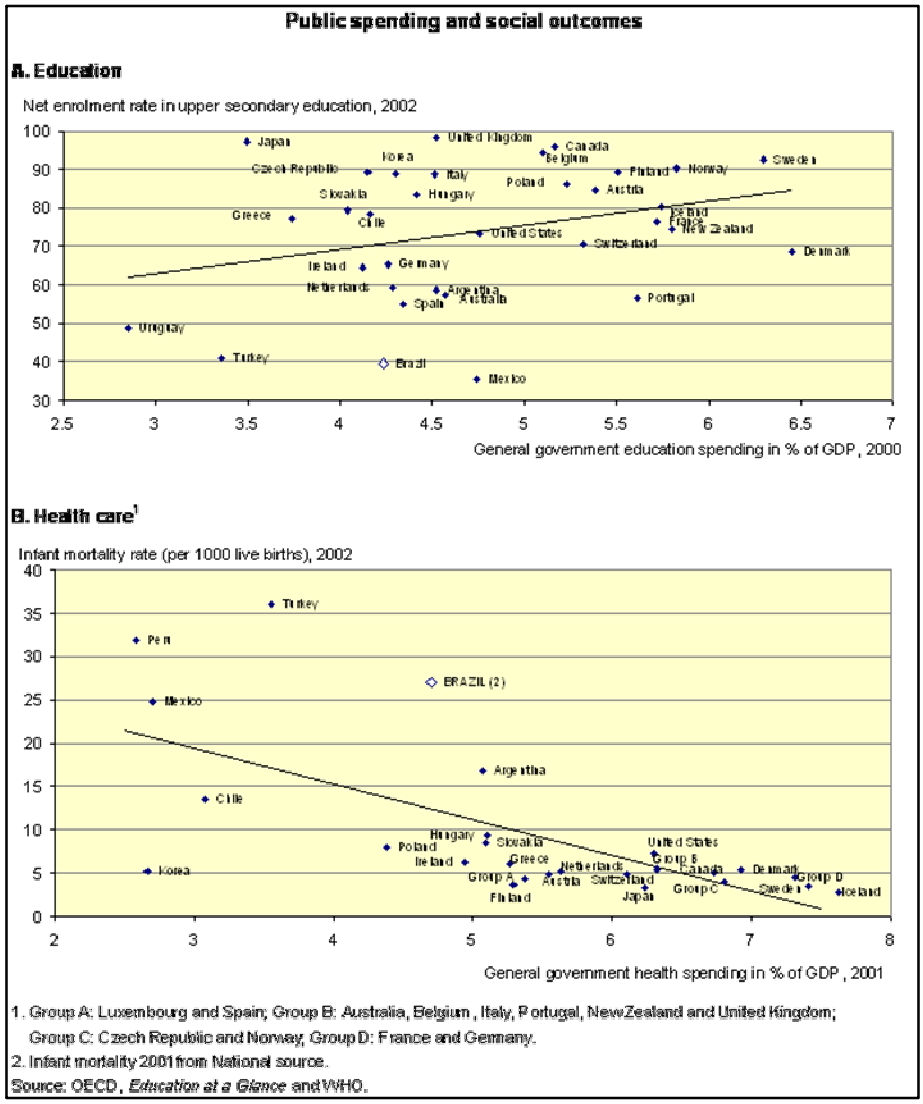
Les enjeux de développement du Brésil reposent essentiellement sur trois angles de politique publique : l'amélioration de la qualité de la consolidation fiscale, le renforcement du climat d'investissement et l'amélioration du bilan coût-efficacité des programmes sociaux. La part du ratio des revenus fiscaux est très élevée au Brésil (presque dans la moyenne des pays de l'OCDE) sans pourtant permettre une diminution des inégalités. En effet le ratio des revenus fiscaux représente près de 35% du PIB, ce qui agit à la fois aux dépens de la croissance et du marché du travail – en favorisant l'informel. Une méthodologie comparative de l'OCDE confirme ce point : le secteur informel brésilien semble être du plutôt à des questions fiscales qu'à des législations très protectrices pour les travailleurs. Un allègement du poids fiscal sur le travail rendrait la sécurité sociale accessible aux travailleurs à faible productivité, aujourd'hui exclus de toute protection par des contrats informels. Le système de la sécurité sociale est d'ailleurs grevé par le poids important des retraites des fonctionnaires (représentant les deux tiers du déficit de la sécurité sociale) et par un vieillissement certain de la population (la part de la population âgée de plus de 65 ans va doubler pour atteindre près de 9% en 2020).

Des programmes sociaux inefficaces

Le talon d'Achille des programmes sociaux ne réside pas dans la faiblesse des montants publics investis, mais plutôt dans l'efficacité de l'usage de l'argent public. Alors que la part

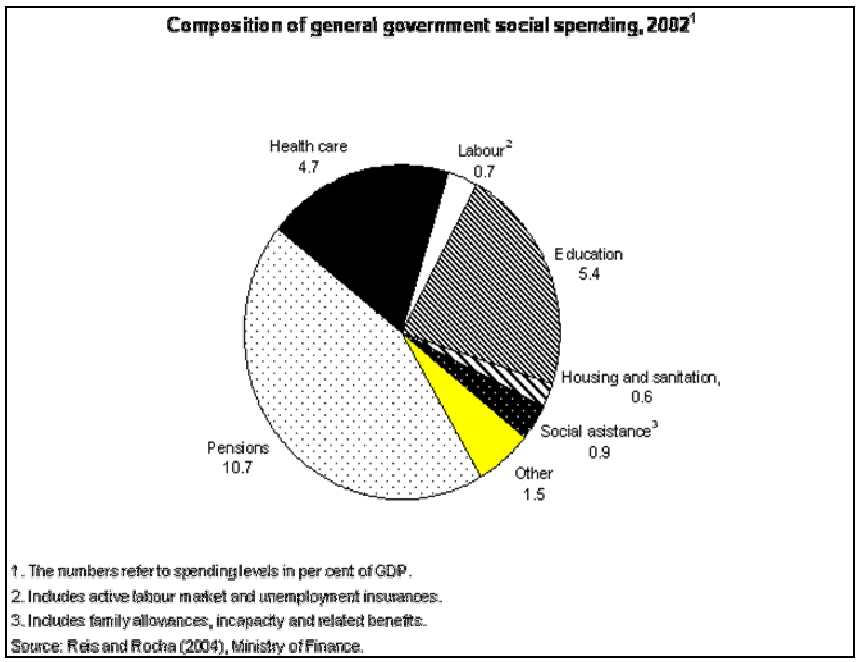
du budget gouvernemental dépensé pour l'éducation ou la santé, en pourcentages du PIB, est très proche de celle de l'Argentine, les résultats sont médiocres.

Graphique III.3 : Dépenses publiques et résultats en termes de santé et d'éducation. Source : OCDE, 2005, « Economic Survey of Brazil ».



La répartition des revenus et des richesses reste éminemment inégale au Brésil. Les dépenses publiques sont incapables de rendre cette répartition plus égalitaire puisque ce sont les programmes à contribution tels que les retraites et l'assurance chômage qui comptent pour l'essentiel de ces dépenses. Ces programmes ne s'adressent d'ailleurs qu'aux travailleurs appartenant au secteur formel qui obtiennent déjà des revenus supérieurs à la moyenne. Une amélioration structurelle permettant de favoriser la croissance consisterait à mieux cibler les récipiendaires des dépenses publiques à travers des politiques pro-pauvres et focalisées sur la jeunesse et la formation du capital humain. En 2006, un programme comme « Bolsa Familia » a permis une baisse des inégalités de revenus.

Graphique III.4 : Composition des dépenses publiques en 2002. Source: OCDE, 2005, « Economic Survey of Brazil ».



L'essentiel de la dette du Brésil est publique et domestique ce qui génère des questions de redistribution. Selon Carlos Nobre, le Brésil paye environ 100 millions de US$/jour en service de la dette, alors qu'un investissement sur un programme de biotechnologie utilisant les ressources de l'Amazonie est évalué à 1 milliard US$ (équivalent à 10 jours de service de dette). Le coût d'opportunité des fonds publics est à prendre en compte, car des investissements utiles ne sont pas faits en raison de la pénurie de moyens de financement.

Des inégalités régionales et entre monde urbain et monde rural

Seule une très petite partie du territoire, dans le Sud et Sud-est, produit l'essentiel de la richesse. Cependant le reste du territoire n'en est pas moins indispensable en tant que réservoir de terre, de matières premières et éventuellement de main d'œuvre bon marché (venue du Nord-est par exemple). Les services constituent actuellement le secteur le plus important de l'économie brésilienne et se concentrent dans la ville de Sao Paulo (la ville de Rio de Janeiro est loin derrière en termes de PIB). De même l'industrie et le commerce se concentrent principalement à Sao Paulo, puis à Rio et dans le réseau dense de villes moyennes du Sud-est et du Sud.

(6) Forte importance du secteur agricole exportateur

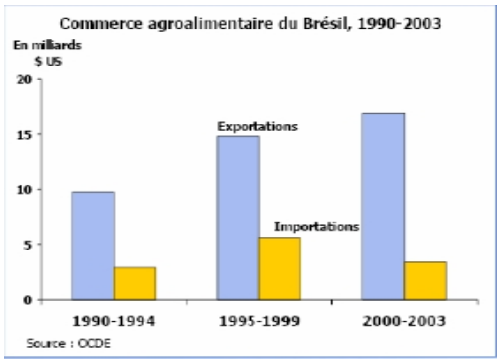
Dynamique de l'agriculture commerciale

L'agriculture et la transformation agro-alimentaire représentent 23% de la population active en 2006 (illustrant la faible productivité du travail) et 8 % du PIB (Mendez, 2007) ; si l'on intègre les secteurs en amont et en aval, tels que la production de matériel agricole et d'intrants, le conditionnement, et les biocarburants, l'agriculture brésilienne représente 33%

du PIB. Des changements structurels apparaissent à travers la baisse de 13% du nombre d'emplois agricoles entre 1992 et 2002, ainsi que d'une profonde modification de la composition de la production à la suite de la dérégulation et de la libéralisation du commerce. Le Brésil produit désormais des grandes cultures commerciales de rang mondial comme le café et la canne à sucre (1er rang), le soja et la viande bovine (2ème), le maïs (3ème) et le cacao (4ème).

Entre 1995 et 2004, la production totale de produits agricoles et d'élevage a eu un taux de croissance de 4,5% par an, tandis que l'économie brésilienne croissait à un taux de 2,5%. Cette forte croissance est tirée par les exportations qui ne représentent pourtant qu'un quart de la production agricole brésilienne[12]. Par exemple, les exports nets d'oléagineux ont cru de + 250 % entre 1990-99 et 2000-04.

Graphique III.5: Evolution du commerce agroalimentaire du Brésil en 1990-2003.



Les revenus de ces exportations agricoles sont fortememt fragilisés par la fluctuation des cours internationaux et du Real. Les exportations agricoles sont échangées en dollar et donnent donc accès à de la monnaie étrangère. Or les fluctuations du Real peuvent se révéler positives – lorsque l'affaiblissement du Real a permis de doubler le prix du soja entre 2001 et 2004 pour atteindre un pic de 800 R/t – mais le renforcement de la monnaie nationale peut également provoquer une crise agricole. En 2005-2006, le soja brésilien a perdu plus de la moitié de sa valeur, provoquant des manifestations des producteurs qui réclamaient la baisse des taux d'intérêt.

Externalités environnementales locales et globales liées à l'agriculture

L'agriculture moderne et mécanique génère des pollutions locales et globales du fait de l'usage d'intrants azotées et de machines. Mais la responsabilité environnementale la plus forte tient à la déforestation directe ou indirecte générée par l'extension des surfaces agricoles, soit par de petits paysans, soit par de grands éleveurs. L'élevage bovin est sans doute l'usage des terres le moins soutenable et le plus prédateur d'espace.

[12] Pour illustrer, l'élevage bovin représente une production totale de 8 millions de tonnes en 2006 (2ème volume de production mondiale, après les USA à 11,3 Mt), mais 80% de cette production (environ 40 millions de têtes) sont destinés au marché interne. La consommation individuelle domestique de viande bovine s'élève à 35 Kg/an, soit le double de la consommation des Européens. Le Brésil exporte environ 1,6 millions de tonnes de viande, dont la moitié à destination de l'Union Européenne, ce qui représente 20% du commerce mondial.

Vis-à-vis de la qualité environnementale locale, chaque producteur de Sao Paulo doit préserver une surface équivalente à 20% de la surface totale plantée en canne à sucre, afin de conserver une certaine biodiversité. De plus, dans le secteur de la canne à sucre, l'utilisation des fertilisants est contrôlée et des améliorations génétiques sur les variétés de canne ont permis de réduire l'utilisation de pesticides et d'améliorer l'adaptation aux différents sols (Macedo et al., 2004). Un problème de pénurie de main d'œuvre a favorisé la mécanisation dans l'Etat de Sao Paulo – Etat le plus industrialisé du Brésil, avec une forte migration rurale – or la mécanisation permet de récolter la canne verte[13], ce qui évite les émissions de méthane lorsque la canne brûle. Par contre, dans la région du Nord-Est (responsable de 30% de la production), cette technique ne peut pas être utilisée en raison des conditions topographiques (Macedo et al, 2004). On estime à 20% la récolte de canne « verte » en 1996, et probablement à 50% en 2005. Ainsi, l'itinéraire technique de production tend vers plus de respect de la législation environnementale[14], mais souvent aux dépens d'un développement rural mieux réparti.

Une agriculture duale entre agriculture vivrière et agriculture commerciale

Si l'agriculture commerciale est de loin la plus dynamique et la plus réactive aux cours mondiaux, elle ne représente pas la majeure partie de la production agricole du Brésil. Elle est moderne et intensive en capital, principalement localisée dans le Sud et Centre-ouest, à l'exception de l'élevage bovin pratiqué de manière extensive et réparti sur l'ensemble du territoire. L'agriculture de Brésil a pour objectif premier de nourrir sa population et ensuite d'exporter les cultures les plus rentables, d'où l'apparition de tensions entre différentes logiques de production et de commercialisation, entre une agriculture vivrière, voire de subsistance, occupant beaucoup de terres mais peu productive et une agriculture commerciale tournée vers les marchés extérieurs et très rentable.

Cette première partie a mis en évidence certaines caractéristiques du Brésil qui forment sa spécificité et justifient sa position dans les négociations internationales sur le changement climatique ou sur la lutte contre la déforestation. Le lien entre le profil énergétique et les émissions de gaz à effet de serre est très partiel et offre peu de marges de manœuvre domestique. En effet, si le Brésil devait s'engager à des réductions d'émissions de GES, la question de la déforestation doit être traitée. Cependant en raison d'une grande complexité de la dynamique et des causes de la déforestation, ainsi qu'en l'absence d'accord international sur les modalités et les moyens, cette étude ne s'étendra pas sur une évaluation de la lutte contre la déforestation. De nombreuses incertitudes scientifiques et politiques sont à résoudre auparavant. Par contre le Brésil peut jouer un rôle important dans le cadre international lié au changement climatique et au commerce, à travers de futures exportations d'éthanol. Cette bioénergie pourrait devenir une alternative importante aux énergies fossiles, or le produit brésilien possède un avantage comparatif certain en termes de coût et d'efficacité environnementale.

Le second volet de cette partie sur le Brésil détaille les conditions et conséquences économiques d'un scénario de développement de l'éthanol brésilien sur le marché international pour se substituer au pétrole.

[13] Braunbeck et al (1999) cite par Coelho (2005)
[14] Loi 11514/02 sur le fait de brûler les déchets de la plante de canne à sucre (cité par Coelho, 2005)

2. Scénarios d'expansion de l'éthanol brésilien

Le développement des bioénergies et les politiques d'usages des sols, y compris la conservation forestière, sont-elles de nature à inciter le Brésil à adopter des engagements de réduction d'émissions de gaz à effet de serre ? Cette question doit être mise en regard avec le profil particulier des émissions brésiliennes qui proviennent plus de la déforestation que des émissions fossiles. L'objectif de cette étude est de mettre en évidence les interdépendances entre politique énergétique, politique d'utilisation de l'espace et politique de développement au Brésil, afin de cerner ce qui pourrait conduire le Brésil, dans les négociations climatiques de façon générale, et dans le cadre d'un post-2012 au protocole de Kyoto plus spécifiquement, à adopter un engagement volontaire de réduction de GES.

Pour ce faire, il est nécessaire de simuler les impacts économiques d'une augmentation de la production domestique d'éthanol à base de canne à sucre dans l'économie du Brésil. Il s'agit d'évaluer les coûts d'opportunité de l'expansion de la canne à sucre et de son impact sur le PIB. Sur la base d'un scénario de référence dans lequel le volume d'éthanol produit au Brésil contente la seule demande locale, et cela se fait sans investissement massif et sans innovation technologique forte par rapport à la première génération de production (actuelle), un scénario alternatif est construit de manière à représenter une prise de marché de l'éthanol brésilien sur le marché international des carburants automobiles. Une cible exogène (exprimée en volume d'éthanol) est fixée à 5% de la consommation mondiale en carburant en 2050. Cette cible sera atteinte selon les options technologiques accessibles sur l'horizon 2010-2050.

L'objectif de l'étude menée ici est donc de déterminer l'impact sur l'économie brésilienne du développement de l'éthanol sur les marchés internationaux. Jusqu'à présent, la littérature existante s'est limitée à évaluer l'impact sur le PIB d'une production accrue d'éthanol, mais elles n'ont pas traité la question du niveau d'exportation optimal pour le Brésil et du prix d'équilibre pour différents volumes de production et d'exportation sur le marché mondial.

Nous nous appuierons ici pour déterminer les coûts, les options techniologiques et leurs caractéristiques à mettre en œuvre dans le scénario alternatif sur l'étude Unicamp (Universidade Estadual de Campinas) faite à la demande du gouvernement brésilien. Elle définit 3 niveau de demande : (i) volume domestique seul, volume domestique plus 5 % (ii) ou 10 % (iii) de la demande mondiale de carburant[15] en 2025, prix et quantités étant alors définis de façon exogène. A ces niveaux considérés, la quantité reste marginale sur le marché mondial des carburants, le prix de l'éthanol ne peut pas rétroagir sur celui du marché OPEP ; ce sont donc les capacités brésiliennes de production et d'acheminement extérieur qui sont décisives.

2.1. Un avantage comparatif évident

Les simulations reposent sur une forte compétitivité de l'éthanol brésilien du point de vue des coûts de production. Le tableau II.1. permet une comparaison des coûts de production d'éthanol (biodiesel exclu) entre les différentes régions du Brésil et différents pays. Grâce au progrès technique, à des subventions efficaces et à l'intégration progressive des coproduits dans le procès de transformation, une courbe d'apprentissage de l'éthanol brésilien (Goldemberg et al., 2003) apparaît à travers la baisse des coûts de production.

[15] Notons qu'un taux de substitution de 25% est possible sans ajustement des moteurs.

Cette baisse des coûts est le résultat d'une forte amélioration des rendements, grâce à des pratiques agricoles améliorées. Ceci permettrait donc au Brésil d'occuper une part de marché importante sur le marché international des bioénergies (sans barrière commerciale, ni subventions locales ou restrictions qui limiteraient l'ouverture des échanges).

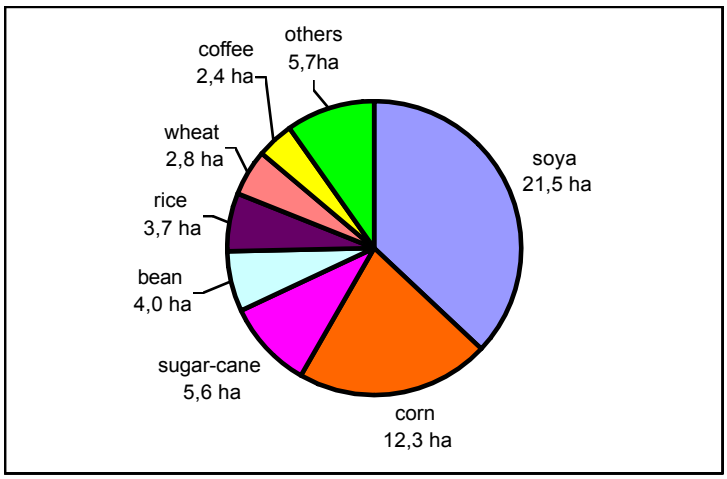
Tableau III.1 : Comparaison des coûts internationaux de production d'éthanol

Country	Anhydrous ethanol cost production		Raw material
	US$/liter[1]	US$/liter[2]	
Brazil	-	0,20	sugar-cane
Center-South	0,15		sugar-cane
North-Northeast	0,18		sugar-cane
USA	0,33	0,47	corn
Europe	0,55	0,97	beet, wheat
Thailand		0,29	sugar-cane
Australia		0,32	sugar-cane

[1] Governor`s Ethanol Coalision/UNICAMP; [2] Datagro. Note: US$ 1 = R$ 2,5 (average currency exchange rate of 2005). Source: UNICAMP (2005)

La culture de la canne à sucre servant à la production de l'éthanol occupe environ 5,6 millions d'hectares, soit la troisième surface cultivée au Brésil derrière le soja et le maïs, et 31% de la surface de canne à sucre mondiale.

Graphique III.6 : Surfaces des diverses cultures au Brésil (en millions d'hectares)

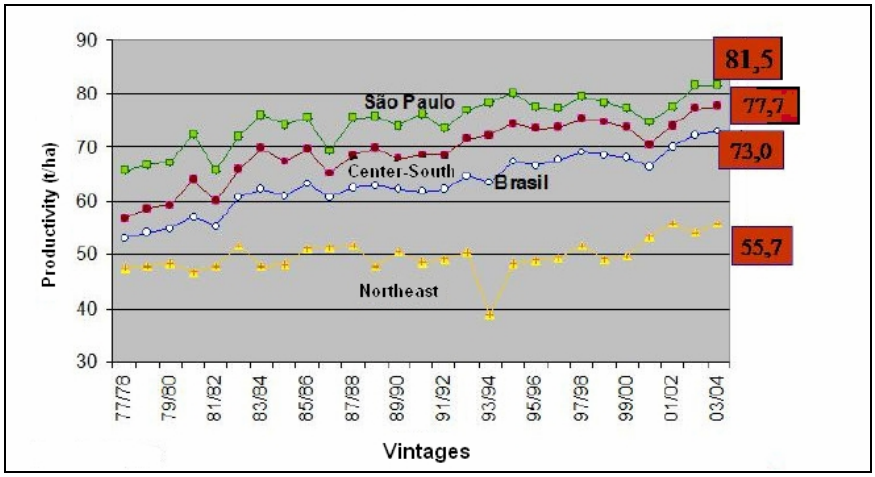


Source: IBGE 2004

Deux régions produisent de l'éthanol (figure III.1.) : la région centre-sud (85% du total) et la région nord-est (15% du total). La région centre-sud présente des conditions pédoclimatiques ainsi que des coûts de production avantageux (principalement l'Etat de

Sao Paulo qui concentre 80% de la production de canne à sucre). Les gains de productivité des sols (rendement par hectare) sur 26 ans (de 1977 à 2003) n'ont été que de 8 t/ha dans la région nord-est alors que dans la région centre-sud ils ont été de 12 t/ha entre 1977 et 92, de 8t/ha entre 1992 à 2003 (graphique III.8). L'Etat de Sao Paulo se place en tête avec un rendement moyen de 81,5 t/ha au sein du centre-sud (77,7 t/ha), loin devant le nord-est (55,7 t/ha). Les saisons de culture de la canne à sucre ne se chevauchent qu'en partie entre les deux régions : d'avril à novembre au centre-sud et de septembre à mars au nord-nord-est.

Graphique III.7 : Rendement de la culture de la canne par régions au Brésil



Source: IBGE, 2003

La production de canne à sucre et d'éthanol au Brésil présente des conditions de culture respectueuse de l'environnement : faible usage des pesticides ; contrôle biologique des ravageurs efficace et complet ; le plus bas niveau d'érosion des sols dans le secteur agricole brésilien ; un recyclage efficace de tous les déchets produits et en particulier des eaux polluées. En effet, la soutenabilité de la production d'éthanol a fait de grands progrès, surtout dans l'Etat de Sao Paulo. Par exemple, des améliorations génétiques sur les variétés de canne (plus de 500 variétés commercialisées) ont permis de réduire l'utilisation des pesticides et d'améliorer l'adaptation aux différents sols (Macedo et al., 2004), et l'extension des nouvelles terres se fait principalement sur des pâturages afin d'éviter une forte compétition sur la terre.

Un problème de pénurie de main d'œuvre a favorisé la mécanisation dans l'Etat de Sao Paulo – Etat le plus industrialisé du Brésil, avec une forte migration rurale – or la mécanisation permet de récolter la canne verte[16], ce qui permet d'éviter les émissions lorsque la canne brûle. On estime à 20% la récolte de canne « verte » en 1996, et probablement à 50% en 2005. Par contre, dans la région du Nord-Est, cette technique ne peut pas être utilisée en raison des conditions topographiques (Macedo et al, 2004). De plus, chaque producteur de Sao Paulo doit préserver une surface équivalente à 20% de la surface totale plantée en canne à sucre, afin de conserver une certaine biodiversité.

En 2002, les 318 unités de transformation de la canne à sucre se répartissaient en trois catégories :

[16] Braunbeck et al (1999) cite par Coelho (2005)

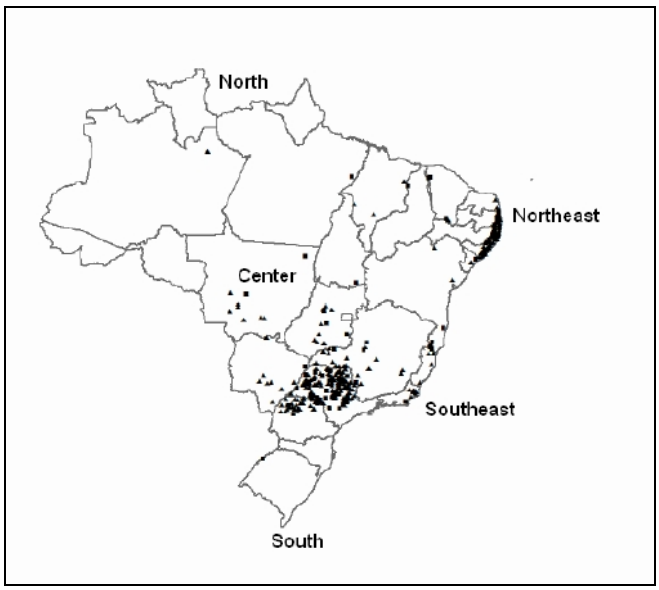
- 15 usines produisant uniquement du sucre,

- 199 sucreries-distilleries combinées (flexibles),

- 104 distilleries autonomes.

Le meilleur rendement de conversion permet d'obtenir 85 litres d'éthanol pour une tonne de canne à sucre.

Figure III.1 : Répartition des usines de canne à sucre au Brésil



2.2. Des facteurs limitant un développement massif des bioénergies

Les scénarios d'expansion doivent prendre en compte plusieurs facteurs qui risquent de la limiter ou simplement d'en augmenter les coûts à l'échelle locale ou internationale. Les problèmes de logistique risquent de constituer une contrainte plus forte que celle sur la capacité productive. Les nécessités en termes d'aménagements portuaires (nouveaux terminaux, réservoirs) et d'infrastructures de transport (voies ferrées ou pipelines) reliant ces ports aux régions productrices sont importants. L'ouverture d'un nouveau port à éthanol est prévue à Santos afin d'accroître la capacité d'exportation du Brésil de 5,6 milliards de litres à la fin de 2007[17] et la construction d'un pipeline dédié par Petrobras témoigne de la nécessité de ces investissements lourds. Le transport de la biomasse coûte très cher ($0.02-$0.03/l, IEA 2007) et impose donc une structure régionale aux marchés d'éthanol. Ceci, en limitant la taille des usines de transformation réduit les perspectives d'économies d'échelles.

La durabilité de la production de bioénergie risque d'être remise en cause par son expansion. Des risques environnementaux apparaissent dans l'usage croissant et massif des facteurs de production agricoles tels que l'eau, les pesticides et les fertilisants. Une substitution des carburants fossiles à hauteur de 25% par les bioénergies conventionnelles pourrait entraîner une sur-utilisation de fertilisants de 40%. La ressource en eau risque

[17] OCDE-IEA, 2006

d'être un des facteurs fortement limitant, non pas pour la culture qui n'est pas irriguée, mais pour la distillerie elle-même.

Figure III.2 : Répartition spatiale de la production de canne à sucre en fonction des volumes de production, source : C. M. Ferreira, 2007.

Se pose également le problème de la compétition pour la terre de différentes cultures (augmentation de la rente) ou d'autres usages comme le pâturage et la forêt. Si la compétition fait croître la rente, elle augmente aussi les coûts de production, ce qui peut affaiblir la compétitivité de l'éthanol. La carte précédente présente les foyers de production de canne à sucre en rouge. La concentration forte dans l'Etat de Sao Paulo a quasiment atteint une limite, en raison de l'absence de terres encore disponibles et de la saturation des gains de productivité. Le déplacement des cultures sur de nouvelles régions semblent donc nécessaire.

Le gouvernement brésilien a toujours défendu la thèse selon laquelle la canne à sucre n'est pas adaptée au biome de l'Amazonie, causant par là non pas une déforestation directe mais indirecte. Or, le Brésil fait partie des pays qui déboisent le plus : sur la période 1990-2000, le déboisement touchait 2,6 Mha/an, tandis qu'en 2000-2005, on observe une perte brute de 3,1 Mha/an ; le rythme de déforestation « brute » est donc en train de s'accélérer.

2.3. Satisfaire une demande potentiellement énorme

(1) Demande croissante au niveau domestique

La demande domestique de carburants est en hausse régulière. L'impact sur le demande d'éthanol va dépendre des hypothèses sur le degré de substituabilité ou au contraire sur la complémentarité du pétrole et de l'éthanol. La technologie « flex-fuel » permet une substituabilité importante, ce qui implique une plus forte hausse potentielle de la demande d'éthanol. Le gouvernement peut modifier le pourcentage de mélange obligatoire d'éthanol dans l'essence ce qui peut avoir des impacts sur le prix de l'éthanol. La substituabilité parfaite entre éthanol et gasohol, ainsi que la libéralisation du marché de carburant

impliquent que la demande d'éthanol soit établie par les forces du marché, notamment le prix relatif éthanol-essence pour le consommateur.

Si la totalité des véhicules mis sur le marché est constituée de véhicules « flex-fuel », et sachant que la consommation moyenne est de 2000 L/voiture/an, alors une production annuelle (2005) de 2 millions de voitures entraîne une croissance annuelle de la demande de 4 milliards de litres, ce qui représente 20 millions de barils par an ou encore 56000 barils par jour (en réalité 44000 si l'on enlève la hausse de 22% déjà observée pour l'essence fossile). En 10 ans, on aboutit à une demande de 444000 barils par jour, soit un doublement de la consommation actuelle, sous l'hypothèse d'une demande automobile constante.

(2) Marché international potentiel

L'essence est utilisée à un volume actuel de 1,15 trillions de litres, et l'AIE prévoit qu'il pourrait atteindre 48 % de plus en 2025, soit un total de 1,7 trillions de litres en 2025. (AIE, 2004). Pour fournir 5 % de cette demande, le Brésil devrait exporter 102,5 milliards de litres d'éthanol par an[18], ce qui nécessiterait 17,5 millions d'hectares de terre (soit à peine 20% des surfaces disponibles en terres non irriguées).

Les évolutions futures des exportations d'éthanol dépendent à la fois des prix de l'éthanol et du sucre, ainsi que de la politique du gouvernement. La substituabilité entre le sucre et l'éthanol au niveau de la transformation permet au Brésil d'offrir un tiers des exportations mondiales de sucre et environ la moitié de celle d'éthanol.

2.4. Données de scénario avec niveau de demande et prix exogènes

L'étude conduite par Unicamp (University of Campinas, 2005) présente déjà des résultats au sujet du scénario 2, en respectant l'objectif tel que l'éthanol brésilien se substituerait à 5% de la demande mondiale d'essence. La possibilité d'une substitution à hauteur de 10% n'a pas été testée dans ce cadre, en ce qu'elle implique des rétroactions majeures avec le prix de la terre, le changement d'usages des terres et la déforestation induite. Nous présentons d'abord les hypothèses utilisées par cette étude, suivies des résultats.

(1) Expansion des terres dédiées à l'éthanol

Dans le scénario 2, une fraction de 5% de la demande mondiale d'essence de 2025 représente 102,5 milliards de litres d'éthanol qui se substituent à l'essence. Pour ce faire, les hypothèses plutôt optimistes suivantes sont utilisées :

- les meilleures pratiques culturales observées actuellement seront observées par l'ensemble des producteurs ;

- la canne additionnelle sera fournie par la conversion des meilleures terres actuellement non utilisées ;

- la conversion utilisera encore la technologie actuelle (première génération).

[18] Notons que dans l'étude un litre d'éthanol anhydre remplace 0.8 litre d'essence. Mais pour de faibles taux de mélange, on peut supposer un ratio de substitution de 1.

Le Brésil dispose d'une grande diversité de sols et de climats, donnant lieu à une grande diversité de potentiels agricoles. En écartant les zones présentant des limitations de pente[19] et les régions de forte vulnérabilité environnementale (comme l'Amazonie, le Pantanal, la forêt atlantique, les réserves écologiques, etc) les surfaces disponibles potentiellement cultivables en canne ont été identifiées. Un total de 28,5 millions d'hectares requis pour l'augmentation des surfaces en canne serait réparti entre 60% dans la région Centre-Sud et le reste dans le Nord-Nord-Est.

(2) Amélioration technologique

Comme une unité nouvelle met quatre ans à parvenir en production effective, l'on peut établir le tableau suivant de la montée en production de 2000 à 2025 :

Tableau III.2 – Trajectoire de la production additionnelle d'éthanol pour l'exportation

Vintage	00/01	05/06	09/10	14/15	19/20	24/25
Anhydrous ethanol (mil m3)						
- N-NE	818,6	911,0	2.353,6	4.701,5	13.713,8	44.306,5
(%)	14,6	11,1	20,8	26,8	34,8	39,3
- C-S	4.802,4	7.331,4	8.982,5	12.835,0	25.683,0	68.513,2
(%)	85,4	89,9	79,2	73,2	65,2	60,7
Total	5.621,0	8.242,4	11.336,1	17.537,5	39.396,8	112.819,7

Prévoyant des économies d'échelle, le scénario Unicamp (2005) suppose les hypothèses suivantes:

- Les 615 nouvelles distilleries seront concentrées par groupes de 15 usines pour faciliter le transport de l'éthanol vers les ports en pipeline, solution à moindre coût ;

- Le rendement de la canne serait en moyenne de 71,5 tonnes de canne par hectare ;

- Une distillerie standard traitera 2 millions de tonnes de canne par an ;

- Chaque distillerie disposera de 35,000 hectares pour son bassin de production de canne à sucre (dont un pourcentage légal de 20% est réservé à des fonctions environnementales);

- Le rendement moyen en distillerie serait de 85 litres d'éthanol anhydre par tonne de canne à sucre (soit l'hypothèse d'un alignement sur le meilleur niveau actuellement obtenu en distillerie) ;

- La production moyenne d'une distillerie serait donc de 170.000 m^3 d'éthanol par an ;

- Toute la récolte serait mécanisée[20].

Les projections des coûts sont les suivantes pour ces distilleries standards.

[19] Les pentes de plus de 12% sont à écarter pour la canne à sucre.

[20] Pour l'Etat de São Paulo, la Loi 10.547 datant de 2000 a établi un plan pour interdire en 20 ans l'usage du feu pour la récolte en raison des impacts environnementaux. D'autres Etats peuvent suivre.

Tableau III.3 : Coût total de production d'éthanol dans une distillerie projetée de 2 Mt canne par an

	R$/tonne	%
Canne	390,12	68,5%
Coûts industriels	132,7	23,3%
Coûts de gestion	46,87	8,2%
Coût total	569,69	100,0%

Note: US$ 1 = R$ 2,5 (taux de change moyen en 2005)

Ces éléments de coûts proviennent des désagrégations suivantes:

Tableau III.4 : Coût moyen de la production de la canne (projet)

	R$/t	%
Culture de la plante	5,56	16,8%
Manipulation de la plante	1,07	3,2%
Manipulation des racines	8,79	26,5%
Récolte et transport	11,1	33,5%
Management agricole	1,33	4,0%
Rente foncière	5,31	16,0%
Total	33,16	100,0%

Note: US$ 1 = R$ 2,5 (taux de change moyen en 2005)

Tableau III.5 : Coûts opérationnels d'un projet standard de distillerie

	R$/t	%
Coûts du travail (salaire et charges)	28,86	21,7%
Amortissement	26,5	20,0%
Produits chimiques	21,63	16,3%
Huiles lubrifiants	3,43	2,6%
Fournitures pour l'entretien	20,97	15,8%
Services sous-traités à des tiers	8,74	6,6%
Autres	22,58	17,0%
total	132,71	100,00%

Note: US$ 1 = R$ 2,5 (taux moyen de change en 2005)

Tableau III.6 : Coût moyen de gestion de la distillerie (projet)

	R$/t	%
Coûts du travail (salaire et charges)	15,66	33,4%
Services sous-traités à des tiers	6,41	13,7%
Assistance sociale	8,96	33,8%
Autres	15,84	19,1%
Total	46,87	100,0%

Note: US$ 1 = R$ 2,5 (taux de change moyen en 2005)

Pour atteindre la cible d'exportation, on prévoit 615 nouvelles distilleries d'une capacité de 2 million tonnes de canne traitée par an. L'investissement total dans ces usines est estimé à R$ 172,2 billions (de 2005) plus R$ 21,3 billions en pipelines et en infrastructure portuaire, soit un total de R$ 193,5 billions sur 20 ans (ce qui fait un niveau à investir par an en moyenne de moins de 10 billions, soit 0.51% du PIB de 2004).

La répartition des investissements projetés est la suivante.

Tableau III.7 : Investissements (R$ billions – 2002)

	usine	culture	Pipeline& ports	total
Machines	78,06	33,49	10,72	122,27
Camions		2,20		2,20
Ouvrage civil	9,76	1,78	4,12	15,66
Services sous-traités	9,76	0,00	1,65	11,41
Total	97,57	37,48	16,48	151,54

A partir des coûts précédemment présentés et de rémunération du capital investi, le prix FOB de l'éthanol devrait être d'au moins US$ 0.30 par litre, équivalent à environ US$ 48 le baril de pétrole.

Ces données déterminées à partir de l'étude UNICAMP vont servir d'input dans l'élaboration du scénario alternatif avec pénétration de l'éthanol à hauteur de 5% du marché international de carburant fossile en 2050. Nous détaillons les résultats de ce scénario dans la partie suivante.

3. Évaluation du bilan net d'un scénario 450 ppm pour le Brésil avec ouverture des marchés d'exportation pour les biocarburants

Nous avons vu, dans Le premier chapitre partie de cette seconde partie, que le Brésil, s'il adhérait à un protocole de Kyoto-bis, se traduisant par une hausse linéaire des prix du carbone permettant de stabiliser les émissions à 450 ppm de CO2, subirait dans un premier temps une baisse de sa croissance. Cette baisse reste modérée mais suffisamment significative (de l'ordre de 10 % du taux de croissance annuel) pour qu'elle indique la possibilité de tensions économiques et sociales internes. Nous avons vu aussi quels étaient les principaux paramètres conduisant à un tel résultat : hausse des dépenses énergétiques des ménages, hausse des coûts énergétiques de la production de biens et services, termes de l'échange, effet d'éviction des investissements énergétiques.

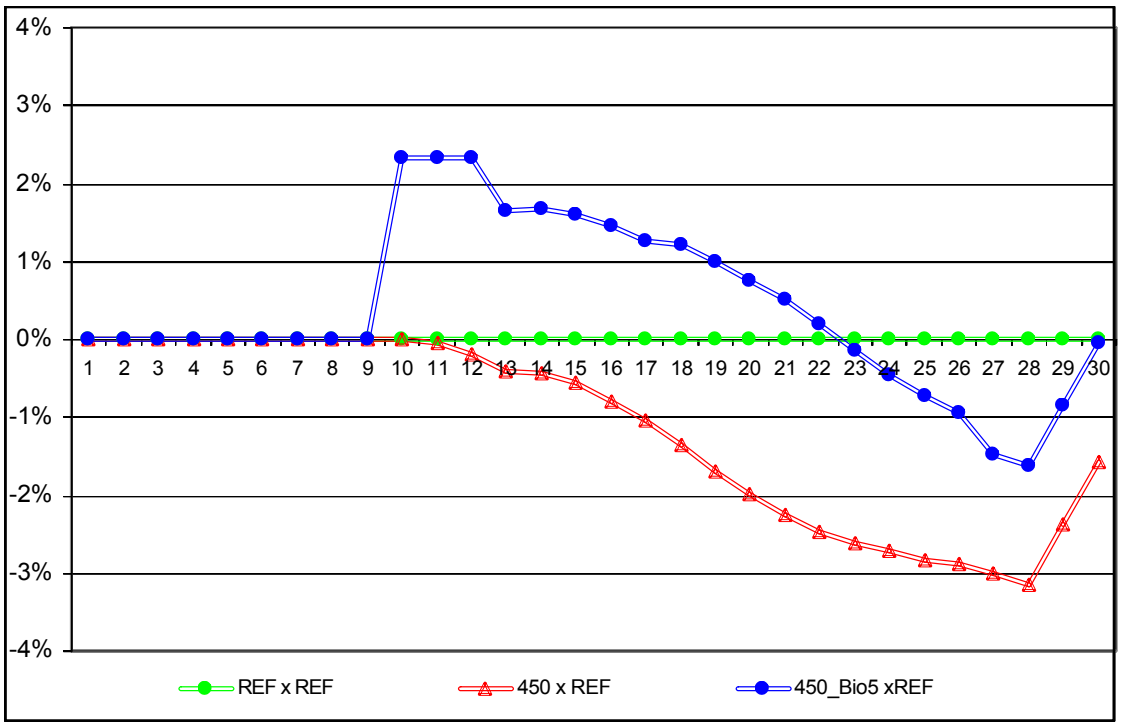
Mais, dans ce scénario, nous avions fait l'impasse sur la spécificité du Brésil par rapport aux autres pays en développement, à savoir le fait, que ce pays peut attendre beaucoup de l'ouverture des marchés d'exportation pour les biocarburants. C'est l'impact de cette ouverture que nous allons tester ici, l'hypothèse retenue étant, conformément à l'analyse de la section précédente celle d'une pénétration de l'éthanol à concurrence de 5 % (en termes énergétiques) du marché mondial de l'essence en 2030. Dans la structure d'Imaclim, ceci devrait être un résultat endogène au modèle, mais nous avons calé les paramètres pour obtenir de telle pénétration qui constitue un repère central dans les discussions actuelles internes à ce pays. C'est aussi ce qui nous a conduit, en dehors d'un souci de clarté dans l'exposé, à nous restreindre au scénario de 450 ppm. Dans ce scénario en effet, l'hypothèse d'un basculement important, sur les biocarburants du marché de l'essence dans les pays occidentaux devient très réaliste alors qu'elle peut encore être contestée pour une stratégie moins agressive de réduction des émissions.

Pour le reste, nous n'avons introduit aucune autre modification et le scénario reste moins riche en politiques et mesures que celui que nous étudierons dans la partie suivante sur l'Inde. Ce choix réside dans le fait que nous voulions, dans le cas du Brésil tester spécifiquement l'hypothèse marchés d'exportation qui constitue clairement une des incitations majeures pour ce pays de l'adhésion à un Protocole ambitieux de réduction des émissions.

Par rapport à l'analyse conduite dans le cadre d'un prix unique mondial croissant du carbone, les simulations s'arrêtent ici en 2030 et ne couvrent pas le siècle. Ce choix est dicté par le fait que, alors que nous disposions d'analyses en profondeur pour le Brésil d'ici cette date. Nous aurions dû, pour des périodes plus lointaines, formuler des hypothèses arbitraires sur la pénétration des carburants de deuxième génération, et ne reposant sur aucune expertise locale. On aurait pu certes procéder sur cette filière technologique comme nous avons dû le faire pour les autres dans l'exercice précédent. Mais, s'agissant de biocarburants, se serait rajoutée à l'incertitude pesant sur les hypothèses technologiques celle, majeure, de la pression sur les terres et sur les produits alimentaires en cas de diffusion à très grande échelle. Or, nous manquons actuellement d'un modèle intégré permettant de faire le bouclage entre utilisation des sols par les biocarburants, augmentation des rentes foncières, augmentation des prix des biens alimentaires, et effet en retour sur le budget des ménages et la croissance. S'en tenir à une production d'éthanol à hauteur de 5% de la demande mondiale de pétrole en 2030, permet de ne pas opérer une pression de premier ordre sur la terre et donc de faire l'hypothèse que ces effets de feed-back seront de second ordre ; ceci est discutable mais pas totalement impossible, donc acceptable comme étape de travail.

Le graphique III.9. donne les séquences de gains et pertes du PIB au Brésil par rapport au scénario de référence. On retrouve bien, en rouge, les pertes initiales jusqu'au point d'inflexion de 2028, et on voit immédiatement, en bleu que le programme d'exportation d'alcool carburant, s'il est lancé très rapidement, permet d'enregistrer immédiatement des revenus qui pendant 15 ans environ restent supérieurs aux coûts bruts de la contrainte. Ces gains sont immédiatement significatifs parce que nous n'avons pas introduit d'inertie spécifique sur les capacités d'importation par les pays acheteurs (infrastructures, organisation des circuits de distribution etc …). Ces gains déclinent ensuite légèrement cours du temps, nous verrons pourquoi ; au total un plan éthanol visant les marchés d'exportation ouvert par l'existence de prix significatifs du carbone apparaît bien comme un outil important permettant de réduire très significativement les coûts de transition du Brésil vers une société à basse intensité en carbone.

Graphique III.9 : Gains et pertes de PIB par rapport au scénario de référence pour le scénario 450ppm et le scénario 5% éthanol

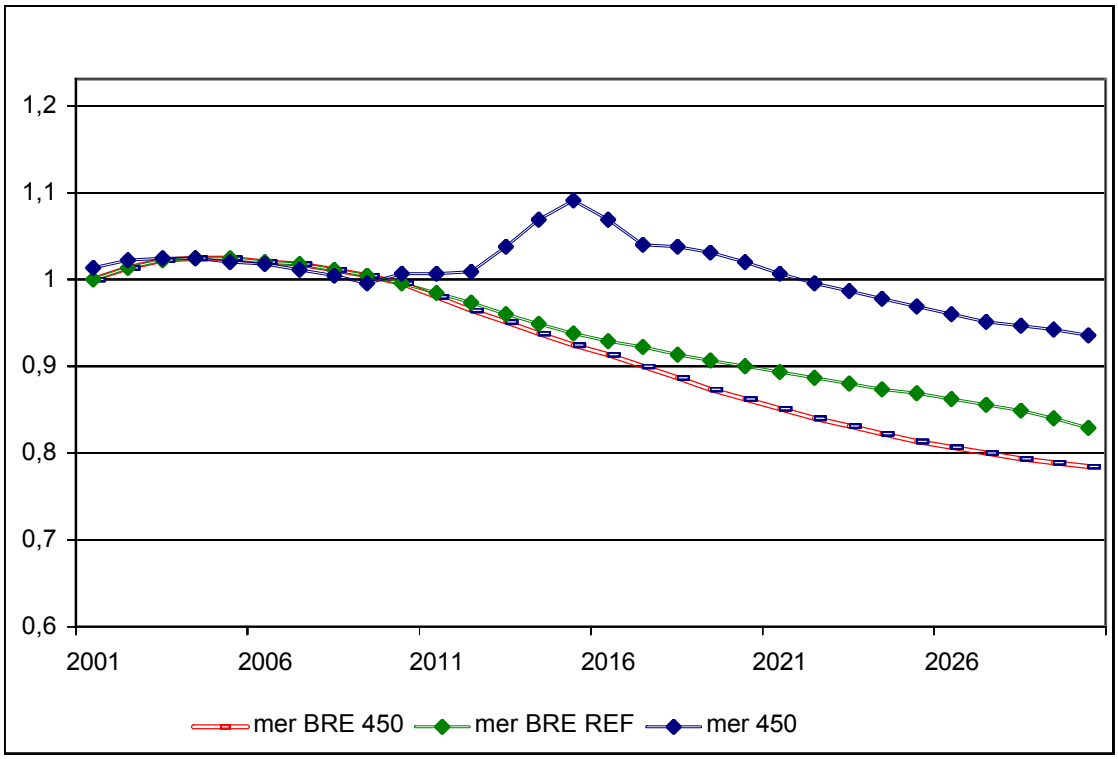


Les raisons de ces gains dans le scénario 5% éthanol d'exportation sont d'abord à rechercher dans l'évolution des termes de l'échange et de la baisse de la facture énergétique et l'industrie des ménages, elle-même en partie liée à la baisse des prix du pétrole et du gaz.

Le graphique III.10 montre l'impact sur les termes de l'échange du Brésil, d'une exportation d'éthanol qui atteint 25 G$ en 2030. Après une pointe de 18 %, la réévaluation du Real par rapport au scénario de référence, s'établit autour d'un très significatif 10 %. Ceci pénalise bien sûr les industries manufacturières exposées à la concurrence internationale et l'agriculture classique non dédiée à la production d'éthanol. En sens inverse, le Brésil bénéficie de l'augmentation du pouvoir d'achat du travail brésilien sur les

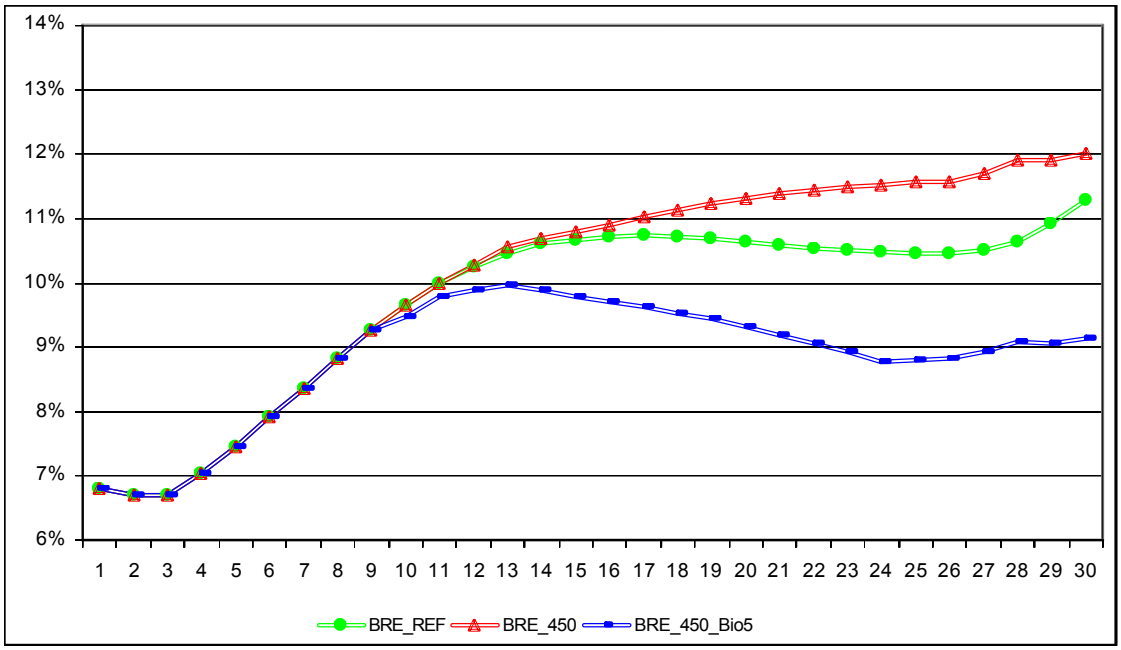
marchés internationaux, ce qui rejaillit sur le pouvoir d'achat des ménages donc sur l'activité domestique.

Graphique III.10: Evolution des termes de l'échange du Brésil dans le scénario de référence (vert), dans le scénario 450ppm (rouge) et dans le scénario 5% éthanol (bleu)



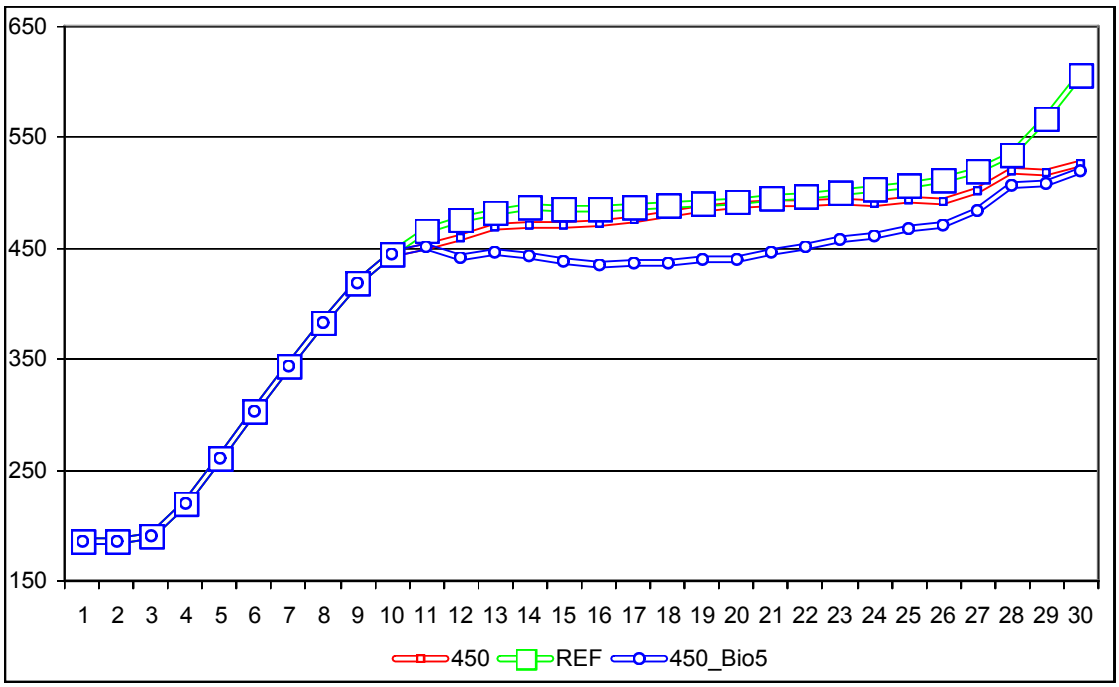
Le graphique III.11 fait apparaître une évolution où la part des dépenses énergétiques des familles baisse par rapport au scénario 450 ppm et cette baisse devient très vite suffisamment significative pour entraîner une baisse par rapport au scénario de référence. Cette évolution est fortement corrélée dans le temps avec celle des taux de change. En fait, le lien existe mais est indirect. La hausse relative des taux change, combinée à la baisse des prix du pétrole (graphique III.12) et du gaz, produit effectivement une hausse du pouvoir d'achat des ménages, hausse qui nourrit à son tour une demande intérieure plus forte.

Graphique III.11 : Evolution de la facture énergétique des ménages brésiliens dans le scénario de référence (vert), dans le scénario 450ppm (rouge) et dans le scénario 5% éthanol (bleu)



Le prix mondial du pétrole enregistre en effet une nouvelle baisse par rapport au scénario de référence, baisse modérée au début mais qui atteint assez vite un ordre de grandeur de 10 %. Cette baisse se répercute à son tour sur le prix du gaz et de l'ensemble des énergies concurrentes pour expliquer la majeure partie de la baisse de la facture énergétique des ménages, y compris par rapport au scénario de référence.

Graphique III.12 : Evolution du prix mondial du pétrole dans le scénario de référence (vert), dans le scénario 450ppm (rouge) et dans le scénario 5% éthanol (bleu)



Il existe, dans un scénario, un troisième paramètre de baisse des prix des énergies pour les consommateurs : le simple fait que le recours aux biocarburants allège les tensions sur le secteur raffinage. Les tensions sont très fortes aujourd'hui dans le secteur du raffinage et, dans notre scénario de référence, elles sont supposées persister ; grâce à une plus grande pénétration de l'éthanol, le secteur du pétrole peut travailler à des niveaux de production plus proches de son taux de change optimal, ce qui conduit à des coûts de transformation plus faibles d'environ 5%, baisse qui se cumule à celle des prix du pétrole.

Cette tension en revanche se produit sur le secteur agricole ; ce secteur doit en effet faire face à la hausse des productions de bio-carburant et de la demande agricole (la hausse de la demande interne fait plus que compenser la baisse à l'exportation provoquée par la hausse des termes de l'échange). Cette tension produit une légère hausse des prix de l'alimentation ; mais celle-ci n'est pas significative. Nous ne la mentionnons ici que pour montrer la capacité du modèle de prendre une forme de compétition entre productions énergétiques et alimentaires. Le problème bien sûr est que l'essentiel de cette compétition concerne l'occupation des sols, le prix de la terre et les rentes foncières.

Pour les raisons que nous avons expliquées plus haut, nous n'avons pas considéré dans cette étude que les effets en retour sur le prix de la terre et des rentes foncières seraient significatifs à échéance 2030 pour un programme qui ne concerne que la moitié des perspectives envisagées aujourd'hui au Brésil (on n'a considéré ici que l'éthanol et pas les biodiesel). Ceci conduit donc à un bilan positif d'une politique d'exportation de l'éthanol dans le cadre d'une stratégie internationale de réduction des émissions, l'essentiel étant cette politique permet au Brésil d'atténuer le coût de transition dont nous avons vu l'importance dans la première partie de cette seconde section. Mais l'analyse que nous avons conduite a pour limite de prendre comme tel l'objectif de 5 % de la demande mondiale et de ne pas en discuter les conditions de déploiement.

Or, ces conditions pourraient être altérées, au-delà même de l'incertitude technologique qui caractérise toute filière émergente, par la volatilité des prix du pétrole et des prix des produits alimentaires à l'échelle internationale soit parce que les prix du pétrole baissent momentanément, soit parce que les prix des produits alimentaires explosent, les producteurs peuvent en effet être tentés de sacrifier la production de bio éthanol ou, en tout cas de ne pas procéder aux investissements nécessaires pour des progrès techniques continus. On peut certes penser que les pressions à la hausse des prix s'exerceront à la fois sur l'alimentation et sur l'énergie, mais cela ne dispense pas d'analyser dans le futur plus en détail les décisions d'investissement. Il est probable que cette analyse ne changera pas le 'signe' des résultats obtenus. En revanche, elle devrait permettre d'analyser plus en profondeur comment l'ampleur des apports du bio éthanol, et par-delà de toutes les bioénergies, va dépendre de l'évolution parallèle des "régimes climatiques" et des arrangements internationaux en matière de politiques agricoles.

4. Conclusion

Cette étude de cas s'est placée dans un contexte de stabilisation à 450ppm avec un marché du carbone représenté sous la forme d'un prix unique du carbone. Dans ce contexte, l'avantage comparatif (à la fois en terme de coût de production, de rendements, et d'impact environnemental) du Brésil sur les biocarburants est mis en avant de manière à ce que les exportation d'éthanol de canne à sucre du Brésil permettent une substitution en 2050 de 5% de la demande de pétrole. Ceci fournit au Brésil des gains nets de PIB, accompagnée

d'une baisse de la facture énergétique des ménages et de l'industrie du fait d'une baisse du prix du pétrole.

La participation du Brésil à un régime international sur le changement climatique se fera si le Brésil peut exploiter ce potentiel. Il est donc important de créer un contexte institutionnel et financier favorable à l'investissement dans ces filières sous conditions de conditions de culture respectueuses de l'environnement, et de maîtrise renforcée de la déforestation.

Bibliographie

Angelsen, 2006, « Forest cover change in space and time: combining the von Thünen and forest transition theories", World Bank Working Paper.

Azar, Larson, 2000, « Bioenergy and land use competition in Northeast Brazil »

Bertrand, de Mello, Théry, 2007, "L'agriculture au Brésil : une base puissante pour le développement des agrocarburants ».

Cattaneo, 2002, "Balancing agricultural development and deforestation in the Brazilian Amazon", research report 129, IFPRI.

European Communities, 2006, "Brazil's agriculture: a survey", MAP Monitoring Agricultural policy.

Goldemberg et al., 2004, "Ethanol learning curve: the brazilian experience", Biomass and Bioenergy 26, 301-304.

Kojima et al., 2007, "Considering trade policies for liquid biofuels. Special report.", ESMAP report, World Bank.

Mendez del Villar, 2007, « Brésil : Atouts et faiblesses d'un géant agricole », conférence à Bourges du 27 mars 2007, CIRAD.

Moura Costa P., Wilson C., 1999, "An equivalence factor between CO2 avoided emissions and sequestration – description and applications in forestry", Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change.

OCDE-IEA Report, 2006, The Energy Situation in Brazil: An Overview.

OCDE, 2005, Economic Survey of Brazil 2005: "Better targeting government social spending"; "Education attainments in Brazil: the experience of FUNDEF".

OCDE, 2006, Economic Survey of Brazil 2006: "Consolidating macroeconomic adjustments"; "Social security challenges"; "Policy brief".

Smith, Winograd et al., 1998, « Dynamics of the agricultural frontier in the Amazon and in the Cerrado savannas of Brazil: analyzing the impact of policy and technology », EMA.

Teixera et al., 2006, "Assessment of land use and land use change and forestry (LULUCF) as CDM projects in Brazil", Ecological Economics, 260-270.

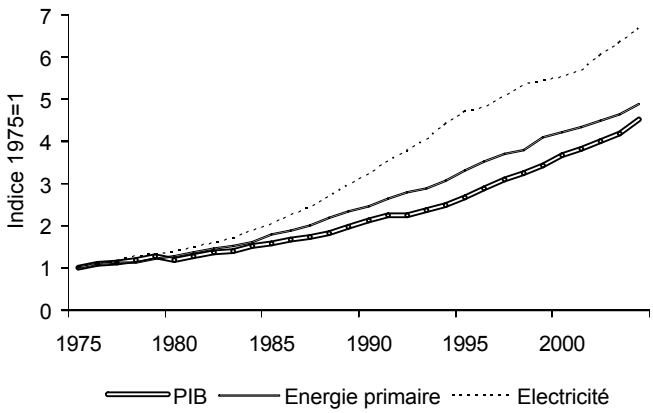
IV. L'Inde et la question du charbon : quand le climat impose une contrainte incontournable ?

1. Contexte et objectifs

1.1. Eléments de contexte

L'Inde connaît depuis plusieurs années des taux de croissance économique importants (+5,9% en moyenne entre 1990 et 2005) ainsi qu'une forte croissance de la consommation d'énergie. Celle-ci a été tirée par les secteurs intensifs en énergie pour lesquels l'efficacité énergétique est largement inférieure aux standards internationaux. La consommation d'énergie a cru plus rapidement que le PIB durant les 30 dernières années (l'intensité énergétique indienne était de 20 tep/million Rs. en 1975, atteignant 23 tep/million Rs. en 1995), et ce particulièrement dans le secteur de l'électricité dans les années 90 (Graphique IV.1), mais on observe un ralentissement de ces tendances. Ainsi l'élasticité de la consommation d'énergie commerciale au PIB a été de 1,4 sur les deux décennies 1975-95, tandis que l'élasticité de la consommation d'électricité était supérieure à 2, mais durant la dernière décennie, on observe un découplage de la croissance économique à la croissance de la consommation d'énergie, cependant l'élasticité de la consommation d'énergie primaire n'est que légèrement inférieure à 1 (0,9). La croissance de la consommation d'électricité reste plus rapide que celle du PIB.

Graphique IV.1: Croissance de la consommation d'énergie commerciale, d'électricité et du PIB en Inde



Sources: Enerdata

Cette forte croissance de la consommation d'énergie est corrélée à la croissance des émissions de CO2 (Garg and Shukla 2002). Entre 1990-2000, le PIB indien a cru de 73% (GOI, 2003), et l'offre d'énergie commerciale de 63% (PC, 2002a), les émissions de CO2 de 61% (Garg et al., 2003). La croissance des émissions de CO2 est supérieure à 5% par an et la dépendance continue vis à vis du charbon des secteurs industriels et énergétiques laisse penser que ces tendances vont se poursuivre. La consommation de charbon contribue à 75% des émissions de totales de CO2 en Inde.

(1) Sous capacité structurelle

Malgré cette forte croissance de la consommation d'énergie en général et d'électricité en particulier (la capacité électrique installée a connu une forte croissante les vingt dernières années, passant de 66 GWe en 90-91 à 139GWe en 2003), l'Inde connaît un déficit de capacité de 10GW, soit 12,2% de la demande en pic, ainsi qu'un déficit énergétique de

41,7GWh, soit 9,1% des besoins annuels selon les estimations de la Commission (2002b), pour l'année 2002.

En plus des conséquences environnementales et financières du recours de toutes les catégories de consommateurs (que ce soit les ménages, les industriels ou les agriculteurs) à des générateurs diesel pour pallier aux défaillances de l'offre centralisée d'électricité, une pénurie de cet ordre peut contraindre de manière significative l'activité industrielle, première à pâtir des coupures et donc réduire la croissance économique. Une production réduite signifie également des revenus issus des taxes moins importants pour le gouvernement à tous les niveaux.

(2) Le jeu des subventions croisées

Malgré les réformes et restructurations lancées depuis 1991 pour ouvrir le secteur au secteur privé, le secteur électrique est encore largement administré par, et aux mains du gouvernement, puisque seuls respectivement 11%, 0,4% et 12% de la production, transmission et distribution respectivement relèvent du secteur privé. Depuis longtemps, l'état indien mène une politique sociale prononcée dans le domaine de la tarification de l'électricité : les fortes distorsions tarifaires entre les différents types de consommateurs et imputables au niveau important de subventions directes sur le charbon et croisées sur le secteur électrique visent en particulier les zones rurales. Ces subventions sont en effet justifiées par les externalités positives, en termes de développement, de l'accès à une énergie bon marché. Selon les estimations récentes (Planning Commission, 2002), les tarifs moyens de l'électricité couvrent 69% des coûts de production qui étaient estimés à 350paise/kWh (équivalent à 7,4US$/kWh en $2003). Le même rapport estime que les tarifs résidentiels couvrent 56%[21] du coût de production, les secteurs industriels et commerciaux couvrent respectivement 108 et 122% des coûts de production, et les consommations des agriculteurs ne couvrent que 12% du coût de production. Entre 1992-93 et 1997-98, alors que le secteur agricole représente 1/3 des ventes d'électricité en quantité, les revenus de ces ventes ne se montent qu'à entre 4 et 5% des revenus totaux issus de la vente d'électricité (Planning commission, 1997).

Même si la consommation propre du secteur agricole n'est pas connue par l'état indien[22], puisqu'il n'y a pas de relevé de consommation, B. Dorin et T. Jullien estiment que la surconsommation du secteur agricole est de 30% de sa consommation, principalement du fait d'une utilisation permanente et continue des moteurs de pompe d'irrigation sous l'effet combiné d'un tarif très faible (d'autant que les agriculteurs ne paient pas en fonction de leur consommation d'électricité, mais en fonction de la puissance de la pompe d'irrigation) et de coupures d'électricité fréquentes mais imprévisibles. Le gaspillage vise alors autant l'électricité que l'eau (d'autant que le problème de disponibilité de la ressource en eau pourrait devenir le facteur limitant principal pour le développement de la production agricole (Aggarwal et al., 2004) qui représente aujourd'hui 24% du PIB indien et 60% des emplois.

Les faibles niveaux de revenus des ventes d'électricité conduisent à un état de fait dans lequel le système de production de l'électricité est sous efficace et les State Electricity Boards (SEB) au bord de la banqueroute. L'ouverture du secteur aux investisseurs privés depuis les réformes de 1991 n'a pas vraiment amélioré cette situation. Durant la période

[21] Les revenus reçus représentent un montant inférieur, du fait du fort taux de non collection des factures et d'évasion tarifaire.

[22] Une estimation est faite en soustrayant à la production totale, le niveau des pertes techniques en transmission et distribution et la consommation des autres secteurs.

couverte par le 9ème plan (1997/98-2001/02), moins de la moitié de la capacité électrique additionnelle prévue a été réellement construite.

(3) Une dépendance croissante aux importations d'énergie

L'Inde est le troisième producteur de charbon au monde. Les réserves (prouvées et non prouvées) sont estimées à 245,53Gt (dont 92Gt de réserves prouvées) dont la part économiquement exploitable est estimée à 37,86Gt (WGC&L, 2001). D'autre part, l'Inde importe 75% de son pétrole, ainsi que des quantités croissantes de gaz de ses pays voisins. La facture pétrolière représentait 3,3% du PIB indien en 2001, et 5,5% en 2005-06 avec la forte augmentation du prix du pétrole, et selon l'AIE (WEO, 2006) qui est basé sur des hypothèses très conservatrices de prix du pétrole (50 $2005 le baril de brut), en 2030, la consommation d'énergie primaire aura été multipliée par 2 et, selon les estimations que l'on peut tirer des hypothèses de croissance économique du scénario de référence du WEO2006 de l'AIE, la facture pétrolière pourrait s'élever alors à près de 10% du PIB.

1.2. Objectif de l'exercice de prospective

L'objet du travail effectué ici est dans la continuité des précédents travaux réalisés au CIRED[23] sur l'inversion de la problématique environnement-développement (Hourcade et al., 2005) : l'engagement des PED dans les réductions d'émissions de gaz à effet de serre au sein d'un accord international après 2012 est nécessaire si on veut maintenir le réchauffement climatique en deçà de 2°C, mais tant que les politiques climatiques seront perçues comme une contrainte supplémentaire sur leur développement, ils ne s'engageront pas.

Comme nous venons de le voir, l'Inde se caractérise par un système d'incitation favorisant en dernier ressort les émissions de CO_2, et, devant les limites quantitatives des énergies alternatives, elle constitue un pays type pour lequel toute transformation de ce système peut apparaître comme un frein à son développement. De plus, techniquement, l'application mécanique du Protocole de Kyoto, en relevant les prix intérieurs des énergies commerciales, peut induire un report massif sur les énergies traditionnelles et une hausse des émissions nettes de GES.

Dans un premier temps nous allons donc mener une évaluation critique du scénario de référence qui présidera à l'évaluation des coûts et bénéfices des politiques climatiques. Nous en détecterons les éléments de blocages à la mise en oeuvre de réformes (potentiel sans regret) et les éléments de fragilité notamment du point de vue de l'impact macroéconomique (contrainte en capital, effets redistributifs des politiques de tarification) des profils de consommation et de production énergétiques, mais aussi sur les émissions de GES.

Autrement dit, l'enjeu est de calculer dans quelle mesure les sous-optimalités du scénario de référence (contrainte en capital dans le secteur énergétique et contrainte budgétaire) peuvent être levées dans le cadre de scénarios alternatifs centrés sur la mise en œuvre de synergies possibles entre politiques climatiques et politiques de développement. Ici deux scénarios alternatifs mettant en œuvre différentes politiques et mesures visant à améliorer l'efficacité économique du système économique et énergétique indien seront étudiés. En

[23] Mécanisme de Développement Propre et Politiques et Mesures Domestiques, Convention MEDIAS n° 2/99 ; Conditions de l'Additionnalité Développementale du MDP et Rôle de l'Aide Publique au Développement, Convention CNRS-MATE N°3/2001 du 7 décembre 2001.

principe, ceci devrait déboucher sur une première évaluation de l'effet levier sur le développement, ainsi que de l'effet net sur les émissions de GES.

Il est peu probable que les gains obtenus en terme de réductions d'émissions par l'articulation représentée dans ces premiers scénarios alternatifs soient suffisants pour lever la contrainte d'émissions que l'Inde risque de subir à un horizon de moyen terme. Une solution serait que l'Inde base son développement énergétique sur du charbon propre. Mais qu'est ce que cela impliquerait en terme de coût ? Est il possible d'inclure dans un accord international le financement de cette technologie par le biais d'un fond multilatéral ? C'est ce que nous étudierons dans la dernière partie de cette étude.

2. Trois faiblesses du scénario de référence indien

Partant de ce contexte décrit en 1.1, nous représentons un scénario de référence indien sur la période 2001-2050 avec le modèle Imaclim-R. Il fait apparaître trois éléments de faiblesse dont deux sont intrinsèques et structurels (la déficience du secteur électrique et la forte dépendance au charbon), et un élément de forte vulnérabilité (le peak-oil).

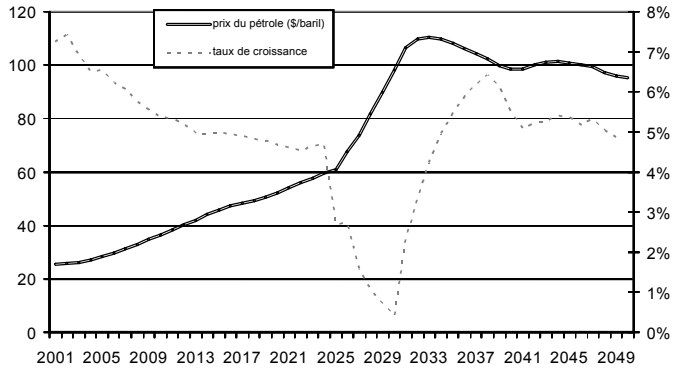
2.1. Une forte vulnérabilité au peak-oil

Le scénario de référence est basé sur des hypothèses de réserves de 2200MMbl de pétrole conventionnel (incluant les huiles extra-lourdes au Venezuela et les sables bitumineux au Canada) et de réserves non conventionnelles. Ceci est en accord avec les estimations de l'UGCS[24], et conduit, dans le scénario de référence[25] à un peak oil qui débute en 2026 et un prix mondial qui culmine à 110$/baril en 2033 (Graphique IV 2). La dépendance de l'Inde au pétrole se fait alors ressentir fortement puisque le taux de croissance chute de manière spectaculaire dès 2026. En 2033, il est inférieur à 1%, soit une baisse de 4 points par rapport en moyenne à la période précédant le choc. La valeur des importations pétrolières représente alors près de 10% du PIB. Pour compenser cette hausse, l'Inde ajuste son taux de change à la baisse pour renforcer la compétitivité de ses exportations. Le prix du pétrole se stabilise dès 2034 grâce à la pénétration de la technologie coal-to-liquid qui devient rentable à ce prix du pétrole.

[24] Selon les estimations de l'UGCS, le peak oil pourrait survenir entre 2020 et 2030 (Babusiaux et Bauquis, 2004). Une vision plus optimiste de la production possible de pétrole a été envisagée par l'AIE dans les WEO 2004, et WEO 2006 qui reposaient sur des hypothèses de réserves importantes au Moyen Orient, un effort accru d'exploration et des taux importants de récupération de pétrole. Comparés aux prix du pétrole obtenus dans le scénario de référence décrit ici, l'augmentation du prix de pétrole est donc limitée : dans le WEO2004 les hypothèses conduisent à un prix de 25US$/bl en 2025 et de 29US$/bl en 2030, mais du fait des tensions récentes sur le marché du pétrole et des produits raffinés, les hypothèses ont été révisées à la hausse atteignant 55US$ en 2030. Ainsi, en 2030, le peak oil n'est pas encore arrivé.

[25] Pour plus de détails sur les hypothèses du scénario de référence, se reporter à l'annexe au document.

Graphique IV. 2 : prix mondial du pétrole et taux de croissance dans le scénario de référence



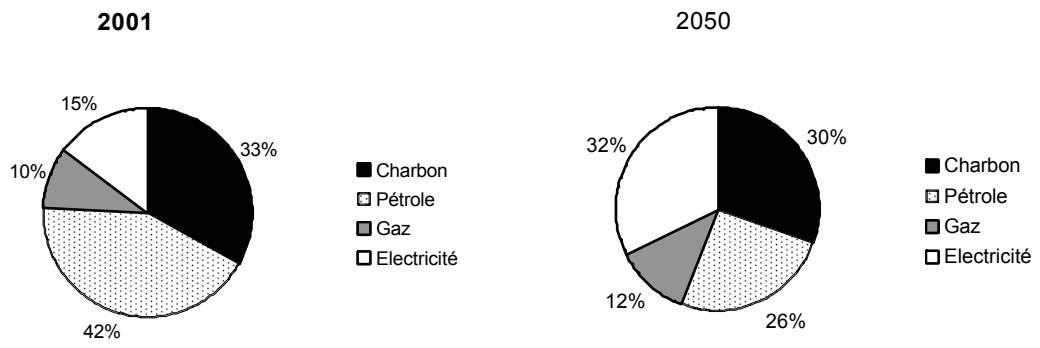
On remarque néanmoins que le rattrapage après le peak-oil se fait rapidement puisque dès 2034, les niveaux de croissance économique précédent le peak-oil sont retrouvés. Ceci s'explique par le fait que dans Imaclim-R, la productivité du travail est exogène et suit des trends de rattrapage vers les niveaux de productivité du travail des Etats-Unis. Les capacités de production installées avant le peak-oil sont donc immédiatement disponibles pour utilisation avec une productivité du travail qui dans le modèle n'est pas affaiblie par la crise pétrolière, alors que dans le monde réel, la productivité du travail en période de crise économique dépend des niveaux d'investissements et des niveaux de production et en période de crise la croissance de la productivité du travail ralentit. Ceci explique la vitesse de retour à des niveaux de croissance importants.

2.2. Un secteur électrique déficient

La production d'électricité sur la période est multipliée par plus de 8. Cette augmentation est guidée en partie par une forte substitution dans le secteur résidentiel (pour lequel la consommation d'électricité est multipliée par plus de 10) du pétrole (kérosène) vers l'électricité[26] et dans l'industrie (Graphique IV. 3) qui reste le secteur le plus consommateur d'énergie. Malgré cette forte croissance, un fort différentiel entre la demande d'investissement dans le secteur électrique (déterminée par les prévisions de demande anticipée et la disponibilité en capital (Graphique IV. 4) pour construire de nouvelles centrales) persiste.

[26] Dans le secteur résidentiel, la substitution est calibrée sur les données de consommation par m2 émanant de POLES.

Graphique IV. 3 : Consommation finale d'énergie dans le secteur de l'industrie en Inde en 2001 et 2050



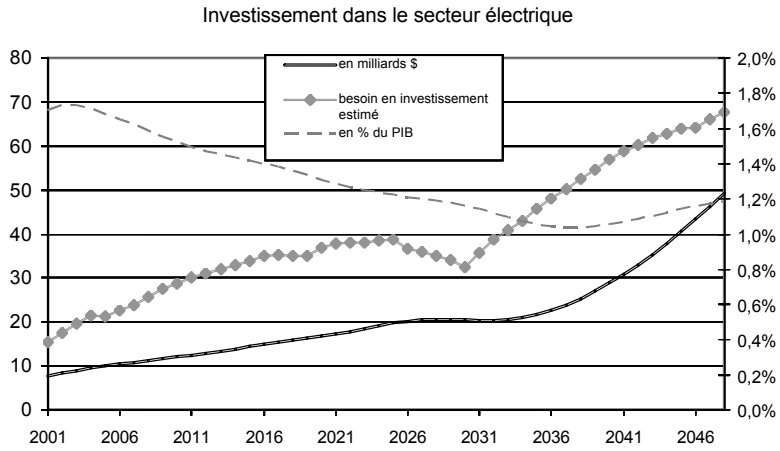
En 2001, l'investissement dans le secteur électrique ne répond qu'à 50% de la demande d'investissement, mais en 2050 à 72%. De ce fait, les installations électriques installées sont utilisées au maximum de leur capacité, avec des taux de charge qui sont au dessus de 80% avant le choc pétrolier et qui avoisinent 100% après le peak-oil (Graphique IV. 5). Cette tension sur les capacités installées induit des coûts élevés (effort accrû de maintenance, heures supplémentaires et de nuit…) et renforce le besoin d'investissement.

L'investissement dans le secteur électrique est de 11 milliards de dollars en 2001 et il représente sur toute la période entre 1 et 1,8% du PIB indien. Pour donner un ordre d'idée, ceci représente environ 10% du montant mondial annuel de l'aide publique au développement (106 milliards de dollars en 2005) ou encore entre 3 et 4 fois le montant des investissements étrangers directs totaux en Inde en 2001 (2,6 milliards en 2005-2006 et 3,7 milliards de dollars en 2004-2005). Le déficit d'investissement supplémentaire est à peu près du même ordre de grandeur que l'investissement réalisé. Or, les pertes commerciales issues de la vente d'électricité s'élevaient à 6 milliards de dollars en 2000-01(I T Task Force, 2003) et le montant des subventions versés était estimé à plus de 9 milliards de dollars en 2000-01 (Planning Commission, 2002). Résorber le montant des subventions permettrait donc de dégager des capacités de financement pour le secteur électrique de manière à combler le 'gap' existant entre demande et offre.

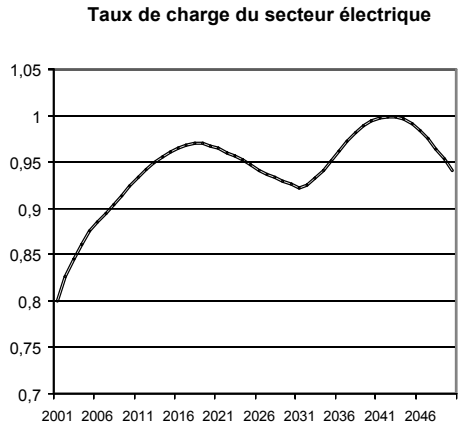
Pendant le peak-oil, les taux de charge diminuent du fait d'une baisse de la production induite par le ralentissement de la croissance, par contre pour s'adapter à des prix du pétrole élevés et équilibrer sa balance commerciale, l'Inde doit renforcer ses exportations. Elle exporte alors davantage de biens industriels[27], d'où une remontée importante du taux de charge du secteur électrique.

[27] Dans la version d'Imaclim-R qui est utilisée ici, la productivité du travail est homogène sur tous les secteurs (industriels et services). De ce fait, c'est dans le secteur de production des biens industriels que se retrouve l'avantage comparatif de l'Inde pour les exportations (par rapport au prix mondial). Dans la réalité, on peut penser que ce sera dans le secteur des services où il y aura les plus forts gains de productivité.

Graphique IV. 4 : Besoin d'investissements et investissements réalisés dans le secteur électrique



Graphique IV. 5 : Taux de charge du secteur électrique dans le scénario de référence

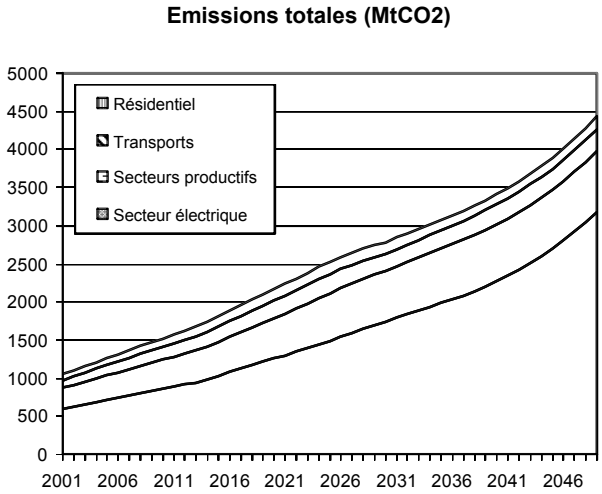


2.3. Vers une forte dépendance au charbon

Le choix des technologies pour le secteur électrique au sein d'Imaclim-R se fait en fonction du coût complet anticipé de chacune des technologies selon les prix des combustibles et les niveaux de demande anticipée. Le prix du charbon augmente peu dans le scénario de référence, et les centrales thermiques au charbon ont un coût d'investissement relativement faible ; le secteur énergétique indien reste donc largement basé sur le charbon et la part du charbon dans la production d'électricité passe de 78% en 2001, à 85% en 2050. Cette électricité alimente principalement les secteurs industriels, qui sont les plus contraints par le manque de développement des capacités électriques.

Ceci conduit à une multiplication par 4,2 entre 2002 et 2050 des émissions de GES passant de 1,05GtCO2 à 4,43GtCO2. La majeure partie de cette augmentation est imputable aux seules émissions du secteur électrique qui sont multipliées par 5,3 et dont la part, déjà prépondérante de 56% en 2002 passe à 71% en 2050.

Graphique IV. 6 : émissions sectorielles de CO2 en MtCO2



Un effort a été effectué pour se caler sur des trajectoires énergétiques semblables au scénario de référence du WEO2006, on remarque que le scénario de référence Imaclim-R projette une économie indienne en plus forte croissance sur toute la période considérée par rapport aux hypothèses exogènes du scénario de référence de l'AIE. Les scénarios du WEO reposent également sur une trajectoire de prix de l'énergie plus faibles sur la période et sans pic de consommation, mais aboutissent pourtant à un découplage plus important de la consommation d'énergie (elasticité de 0,5) que celui obtenu ici avec Imaclim-R. Il en est de même pour le scénario de référence du DOE. On observe malgré tout que dans tous ces scénarios le découplage est plus important que sur les 30 dernières années passées, mais surtout que ces dix dernières années. Il est légitime de se demander comment une telle rupture se justifie.

Tableau IV. 1 : Comparaison aux autres scénarios prospectifs existants

	Période	Taux de croissance de la consommation d'énergie primaire	Taux de croissance de la consommation d'électricité	Taux de croissance du PIB	Elasticité de la conso. d'énergie au PIB
Tendances passées (Enerdata)	1975-95				1,4
	1995-05				0,9
Imaclim-R	2001-2030	3,7%	4,2%	6,0%	0,62
	2031-2050	3,2%	2,9%	5,1%	0,63
WEO 2006 Scénario de référence (AIE, 2006)	2004-2030	2,6%	3,8%	5,1%	0,51
WEO 2006	2004-	2,0%	3,3%	5,1%[28]	0,39

[28] Le scénario alternatif du WEO2006 repose sur les mêmes hypothèses de croissance que le scénario de reference car (page 170 du WE02006) « although some feedback from the new policies to economic performance in practice, this factor was considered too complex and uncertain to model ».

Scénario alternatif (AIE, 2006)	2030				
IEO (DOE, 2006)	2004-2030	2,8%	3,9%	5,7%	0,49

3. Double dividende de mesures sans regret

3.1. Les enjeux

Le scénario de référence décrit ci-dessus fait ressortir les sous-optimalités du système technico-économique indien notamment les déséquilibres structurels induits par une trop faible capacité d'investissement dans le secteur électrique. Celle-ci est liée en partie à un système tarifaire qui entraîne un coût élevé pour l'état et un gaspillage important dans le secteur agricole et des taux de charge trop importants des capacités installées qui entraînent des surcoûts. D'autre part la forte résilience de l'économie indienne envers le pétrole induit un impact élevé du peak-oil sur l'économie.

L'enjeu du travail de modélisation est de trouver quel levier mobiliser pour lever cette contrainte et parallèlement réduire les vulnérabilités de l'économie indienne, notamment au peak-oil.

Un programme d'efficacité énergétique parallèlement à une réforme tarifaire aurait comme conséquence :

- De réduire les gaspillages dans le secteur agricole et dans le secteur résidentiel ;

- De dégager des capacités de production d'électricité initialement gaspillée par le secteur agricole pour alimenter le secteur industriel qui souffre le plus des défaillances du système d'offre d'électricité (citer étude Bose et al., 2006) ;

- De réduire l'utilisation de générateurs diesel et donc les émissions de polluants locaux et de GES ;

- De dégager des capacités d'investissement supplémentaires pour le secteur électrique et réduire le déficit en capital

- De réduire la dépendance de l'Inde aux importations dans un premier temps et de réduire l'impact du peak-oil.

L'impact agrégé de ces conséquences sur le niveau des émissions est incertain et dépend du bilan de l'effet rebond induit par la levée de la contrainte d'investissement dans le secteur électrique par rapport à l'amélioration générale de l'efficacité du système.

3.2. Evaluations économiques et environnementales de réformes dans le secteur électrique

Le secteur électrique, on vient de le voir, est largement sous-efficace dans le scénario de référence. La littérature sur l'énergie en Inde montre la nécessité de mettre en œuvre une réforme tarifaire de manière à ce que les tarifs reflètent davantage les coûts (Filippini et Pachauri, 2004). Cependant une telle réforme se heurte à une opposition forte de la population et des classes politiques, car celle-ci aurait un effet régressif sur les ménages les plus pauvres ainsi que sur le secteur agricole.

Cependant, différents segments de consommation d'électricité au sein des ménages peuvent être distingués. Ainsi, les caractéristiques de consommation entre les ménages vivant en ville ou les ménages vivant à la campagne sont contrastées. En milieu rural, l'accès à l'électricité est encore frustre (seulement 25% des villages auraient accès à l'eau du

robinet et 43% à l'éclairage domestique (NCAER, 1999)) et même pour ceux qui ont accès à l'électricité, les niveaux de consommation restent très bas. D'autres caractéristiques à un niveau désagrégé peuvent être significatives : la taille du logement, les caractéristiques démographiques (Filippini et Pachauri, 2004). Les différentes études portant sur l'élasticité de la demande au prix de l'électricité (Filippini et Pachauri, 2004 ; Bose et Shukla, 1998) montrent que la demande du secteur résidentiel est relativement inélastique au prix, ce qui indique qu'il y a peu de chance pour qu'une hausse des tarifs de l'électricité impliquent réellement une baisse de la demande.

Malgré tout, devant les obstacles sociaux et politiques à la mise en œuvre d'une telle réforme fiscale et devant les importants potentiels de gains en efficacité générale du système électrique (à la fois énergétique et financière), il semble pertinent d'imaginer qu'une telle réforme ne sera acceptée que si parallèlement, un programme ambitieux d'amélioration de la qualité de l'offre d'électricité est mené. Bose et al. (2006) montrent la disponibilité à payer plus que les tarifs pratiqués pour différents types de consommateurs (industries et agriculteurs) dans le Karnataka (région au sud de l'Inde) pour bénéficier d'une meilleure qualité de l'offre d'électricité avec moins de coupures.

Nous représentons donc dans Imaclim-R un scénario alternatif au scénario de référence dans lequel une réforme tarifaire est mise en place parallèlement à un programme d'amélioration de l'offre et de l'efficacité énergétique financé par des capitaux étrangers. Ce programme se déroule sur la période 2006-2011.

Les hypothèses que nous adoptons sont les suivantes :

Pour les agriculteurs, le programme (mise en place de compteurs, facturation en fonction des consommations…) permet de réduire de moitié les gaspillages de consommation du secteur. Le niveau des subventions est réduit entre 2007 et 2015 de manière à maintenir le budget consacré par les agriculteurs à l'électricité constant.

Pour les ménages, les subventions sont supprimées et nous utilisons une élasticité de la consommation électrique de -0,65 qui est une valeur médiane des différentes élasticités de la demande d'électricité au prix dans la littérature existante.

Cette réforme tarifaire permet au gouvernement de récupérer de la capacité de financement.

Pour de nombreuses études sur le secteur électrique indien, la solution pour réduire le gap entre la demande et l'offre se limite à l'investissement dans des capacités supplémentaires de production, à efficacité du système énergétique constante. C'est également le point de vue défendu par le gouvernement indien qui pour lequel le principal obstacle est la rareté des investissements. C'est pourquoi depuis 1991, le gouvernement a ouvert le secteur aux producteurs d'électricité indépendants, mais les investisseurs n'ont que très peu répondu présent à cet appel. De fait, le besoin de réformes reste important pour attirer davantage d'investisseurs privés et leur garantir un taux de rentabilité minimum (même si désormais un taux de rentabilité de 16% est assuré par le gouvernement indien aux investisseurs) avant de continuer comme ce fut la politique par le passé d'axer la politique dans le secteur électrique sur le développement de l'offre.

Il existe pourtant un important potentiel de gains à la marge qui permettrait de contenter une partie de la demande croissante d'électricité. Pour cela, différentes orientations sont possibles : réduction du niveau de pertes techniques, diminution du niveau de pertes commerciales dues à la mauvaise gestion. Le niveau des pertes en transmission et distribution rapporté par la Planning Commission en Inde est officiellement de 22%, mais la Banque Mondiale (1998) indique que le niveau de pertes se situerait plus probablement autour de 40-50%. De plus, comme il n'y a pas de compteur pour mesurer la

consommation d'électricité, il est très difficile de distinguer les pertes techniques des pertes commerciales. On peut considérer en première approximation que pertes techniques et pertes commerciales sont au même niveau.

Nous allons donc dans ce qui suit étudier chacune de ces deux stratégies avec deux scénarios.

Scénario 1 : Développement de l'offre

Le premier scénario (SC1) est un scénario de 'routine' et envisage que la totalité des subventions économisées est dédiée au développement de l'offre de production d'électricité.

Scénario 2 : Priorité à l'amélioration du niveau de pertes

Dans ce scénario 2 (SC2), nous représentons parallèlement à la réforme tarifaire mise en place, l'amélioration du niveau de pertes techniques et commerciales. Le coût et le potentiel d'amélioration sont calibrés sur Ruet, 2004. Nous partons en 2007 d'un niveau de référence de 35%, qui diminue progressivement jusqu'en 2031 à 10%, alors que dans le scénario de référence et dans le scénario SC1, en 2050 le niveau de pertes est encore de 30%.

La priorité est donnée à la mise en œuvre de ces potentiels de gains de l'efficacité énergétique du système, la part de l'investissement alloué au secteur électrique résiduelle est consacrée à la construction de capacité électriques supplémentaires.

Nous nous plaçons ici, dans un cadre où l'Inde met en œuvre les mesures correspondant aux scénarios SC1 et SC2 de manière unilatérale en dehors de tout contexte mondial de recherche d'efficacité énergétique additionnelle par rapport au scénario de référence. Ceci signifie que ces scénarios alternatifs se positionnent dans un contexte avec peak-oil en 2030. Cette hypothèse est certes improbable, puisqu'il est difficilement envisageable que l'Inde seule mette en œuvre un programme ambitieux d'amélioration de son efficacité énergétique, mais ce scénario permet d'une part de se placer dans le 'pire des cas' pour l'Inde et donc de montrer dans le cadre de négociations internationales sur des objectifs de réductions d'émissions de GES ce que l'Inde peut mettre sur la table des négociations en terme de politiques de développement vertueuses.

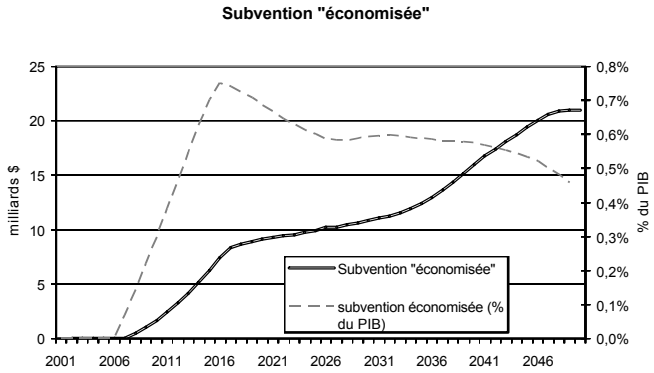
(1) Diminution du 'shortage' structurel dans le secteur électrique

Ces deux scénarios se traduisent par un nombre de MW de capacités électriques installées différent. De manière non surprenante, dans le scénario SC1, les subventions économisées (24 milliards de dollars en 2015, soit 0,3% du PIB de la même année et par la suite toujours plus de 15 milliards par an) sont intégralement réinvesties dans le financement de capacités électriques additionnelles. Ainsi en 2050, près de 60GW en plus par rapport au scénario de référence sont construites, principalement des centrales thermiques au charbon, mais également des renouvelables[29] (principalement de l'éolien) dans SC1. En Inde, c'est principalement le gaz qui répond à la demande de pointe. Du fait de la diminution du gaspillage dans le secteur agricole, le niveau de demande de pointe diminue, ce qui explique que les investissements en capacités nouvelles ne se dirigent pas vers les centrales au gaz (ceci est pris en compte dans le modèle par la modulation du coût complet de chacune des technologies selon leur nombre d'heures d'utilisation annuelle). Il est à noter que ces

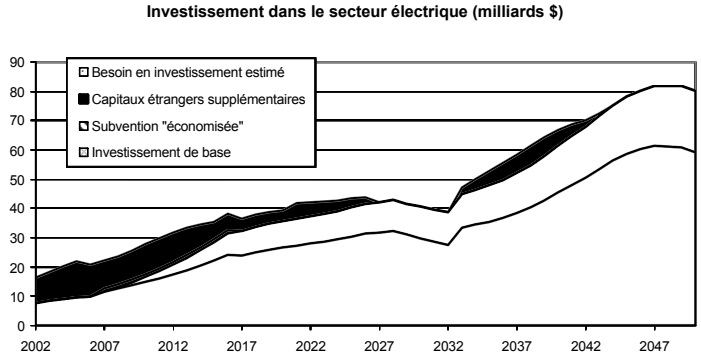
[29] Le niveau important de capacités ENR supplémentaires apparaît moindre lorsque l'on regarde le mix énergétique de la production, car les installations ENR ont des taux de disponibilité faible.

capacités additionnelles n'entraînent qu'une hausse modérée, mais continue de la production d'électricité par rapport au scénario de référence.

Graphique IV. 7 : Subvention économisée dans le scénario SC1



Graphique IV. 8 : Besoin d'investissement, investissements de base, capitaux étrangers supplémentaires et subvention économisée dans le secteur électrique (milliards de dollars)



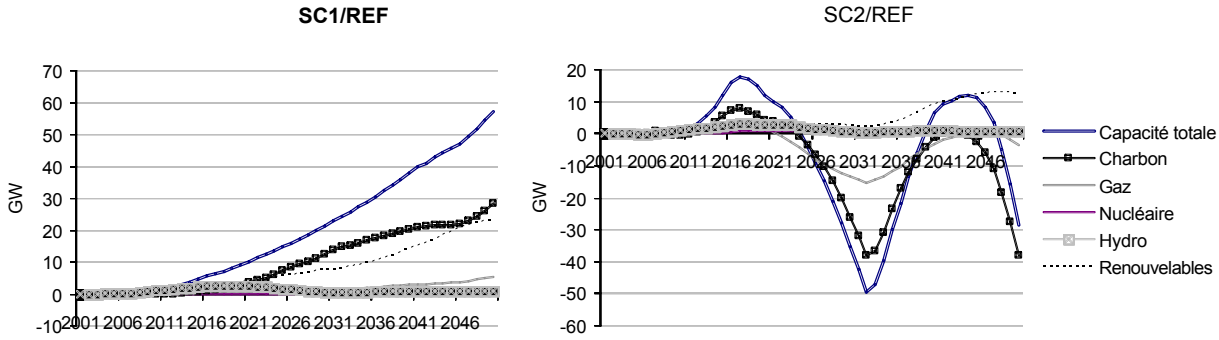
(2) Effet d'entraînement sur l'activité économique

Par contre, l'amélioration de l'efficacité énergétique financée par les économies faites sur les subventions dans le scénario SC2, tire les besoins de consommation dans deux directions opposées. D'une part, l'amélioration de l'efficacité énergétique limite à demande finale constante, les besoins en capacités supplémentaires. Ceci a, d'autre part, pour effet de diminuer le taux de charge des capacités installées et la tension d'approvisionnement en électricité pesant sur le secteur industriel. Ceci induit un effet d'entraînement sur la production industrielle et donc sur l'activité économique (voir Graphique IV. 10) dans son ensemble. Le PIB est donc plus élevé, le chômage diminue, et l'augmentation du pouvoir d'achat des ménages tire à la hausse la demande et donc les besoins en capacité électrique. De 2007 à 2023, c'est le second effet qui l'emporte sur le premier, puis notamment avec le ralentissement de la croissance du PIB provoqué par le peak-oil, le premier. Enfin, avec la très forte reprise de la croissance dès après le peak-oil (voir Graphique IV. 11) par rapport au scénario de référence, le second effet l'emporte de nouveau largement, mais le nombre de MW installé ne reste que très peu supérieur au niveau du scénario de référence. Ces trois moments se retrouvent lorsque l'on suit l'évolution de la production d'électricité. On constate néanmoins que sur toute la période, même sur les périodes pendant lesquelles, la capacité installée du scénario SC2 est supérieure à celle du scénario de référence, la production d'électricité reste sensiblement inférieure. Ceci s'explique par la priorité donnée à la diminution rendue possible du taux de charge qui permet de diminuer de manière

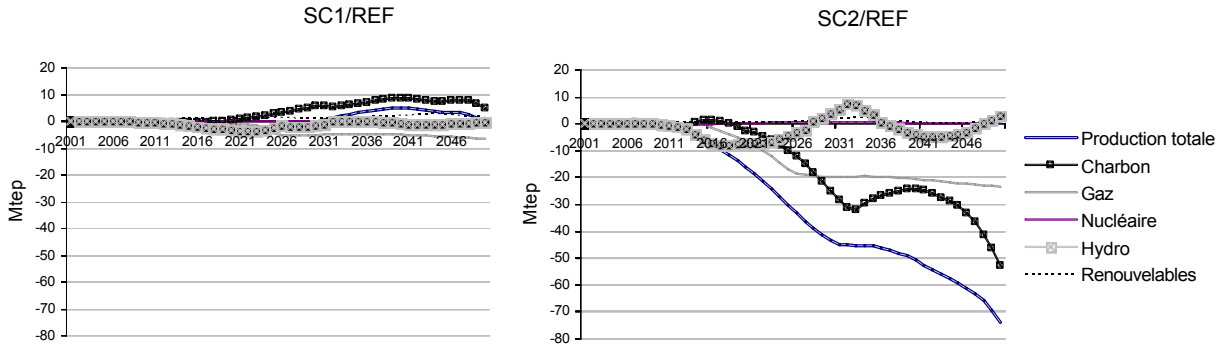
significative le coût de production de l'électricité et donc les coûts d'approvisionnement en électricité pour les secteurs consommateurs.

A noter que la baisse que l'on constate en fin de période est liée, aux hypothèses optimistes en terme de croissance du scénario de référence. De ce fait les marges d'amélioration pour les scénarios alternatifs sont limitées et l'observation de la comparaison des résultats entre le scénario de référence et les scénarios alternatifs peu significative.

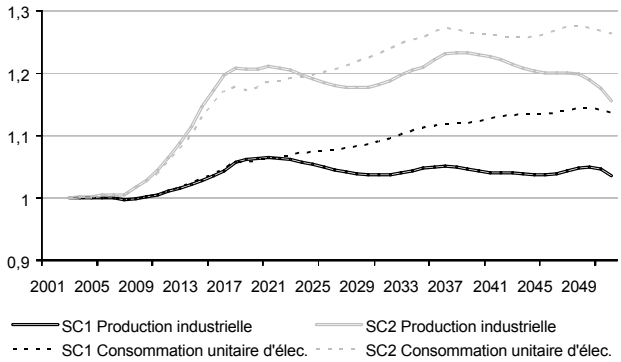
Graphique IV. 10 : Evolution des capacités électriques installées (GW) dans les scénarios SC1 et SC2 par rapport au scénario de référence



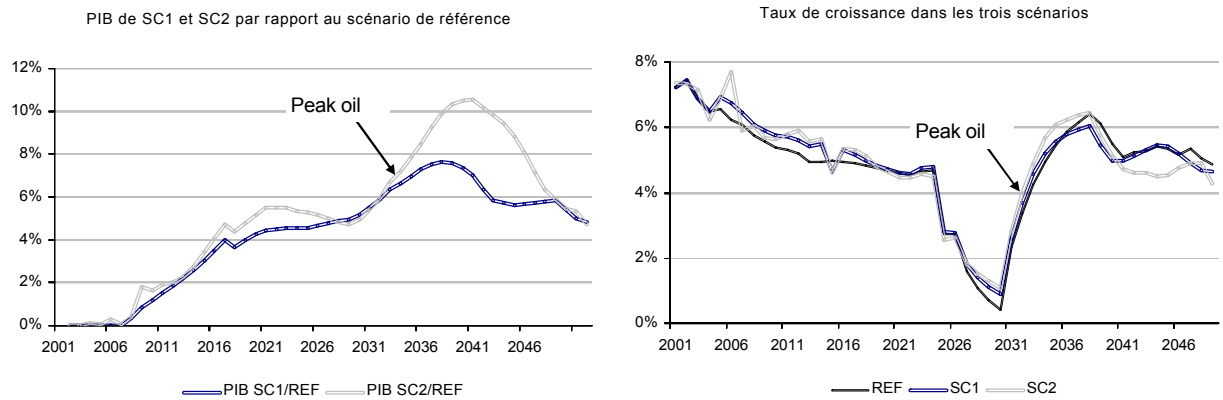
Graphique IV. 11 : Evolution de la production d'électricité (Mtep) dans les scénarios SC1 et SC2 par rapport au scénario de référence



Graphique IV. 12 : Effet rebond sur la production industrielle (trait continu) et consommation unitaire d'électricité dans le secteur industrie (pointillés)



Graphique IV. 13 : Effet rebond sur le PIB dans les scénarios SC1 et SC2



(3) Effet rebond et effet levier sur le développement

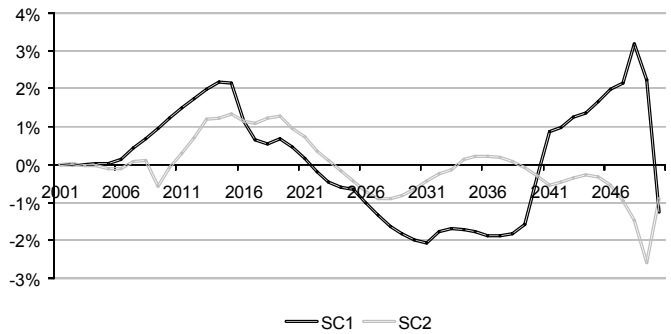
La levée partielle de la contrainte sur la ressource électrique dans SC1 par des capacités supplémentaires et dans SC2 par une amélioration globale de l'efficacité énergétique du système va en premier lieu permettre de lever la contrainte sur l'activité industrielle. Il n'est donc pas étonnant de constater un effet rebond sur la production industrielle dans les deux scénarios. Cet effet rebond atteint à la fin des réformes (vers 2020) 5% dans le scénario SC1, et plus de 20% dans le scénario SC2 (graphiques IV.12 et IV13). Ce fort écart entre les deux scénarios est dû au plus fort relâchement du taux de charge des capacités électriques dans le scénario SC2 qui entraîne des coûts de production et donc un prix de l'électricité plus faible dans le scénario SC2. Ceci a deux effets pour le secteur industriel : d'une part une plus forte substitution dans le scénario SC2 vers l'électricité, et d'autre part, une baisse des coûts de production et des prix dans le secteur industriel.

(4) Vulnérabilité au peak-oil amoindrie

Au moment du peak-oil (entre 2026 et 2033), le choc sur l'économie indienne est moindre dans les deux scénarios alternatifs, puisqu'en 2033, date où le prix mondial du pétrole culmine à 110$, le PIB dans le scénario SC1 est de 6,5% supérieur au PIB dans le scénario de référence et de 7% dans SC2. Parallèlement, on remarque que la dépendance aux importations de pétrole diminue légèrement dans le scénario SC1. Par contre le fort effet rebond sur le PIB dans le scénario SC2 atténue ce phénomène. La politique d'efficacité énergétique apparaît donc comme une forme d'assurance face aux chocs sur les prix du pétrole.

Le fléchissement de l'avantage relatif en terme de croissance des deux scénarios alternatifs par rapport au scénario de référence à partir de 2036 est dû aux hypothèses optimistes de relance de l'activité suite au peak-oil dans le scénario de référence (voir plus haut). Des hypothèses revues à la baisse sur l'évolution de la productivité du travail suite au choc pétrolier auraient été plus réalistes.

Graphique IV. 12 : Importations de pétrole en valeur par rapport au scénario de référence

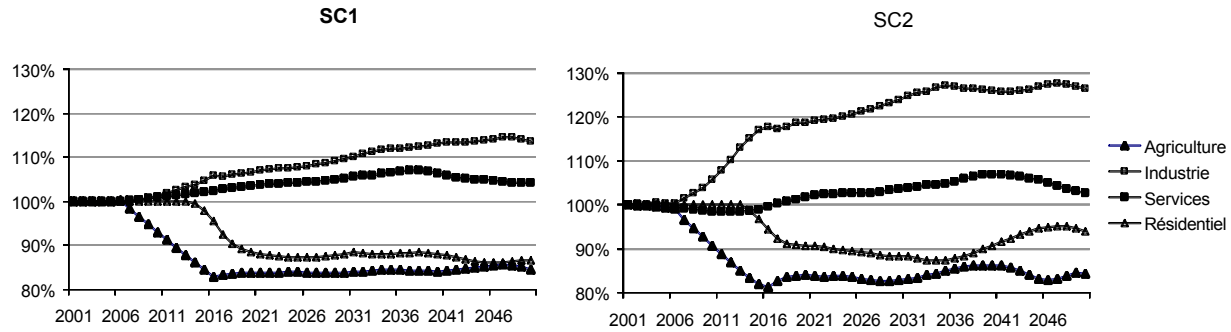


Sous l'effet du programme d'efficacité énergétique, la consommation finale totale d'électricité diminue dès 2006. La consommation du secteur agricole diminue de près de 20% en 2015. Cette diminution nette est composée d'une part de la diminution de moitié des gaspillages (les gains sur l'efficacité énergétique sont durables) et d'autre part d'une hausse des consommations liées à l'effet rebond. La consommation du secteur résidentiel diminue également fortement du fait de l'élasticité au prix[30]. Cependant, comme on vient

[30] On notera ici qu'il n'est pas pris en compte un possible effet d'entraînement sur l'efficacité énergétique des équipements électrique dans le secteur résidentiel du fait de

de le voir, parallèlement, les consommations des secteurs de l'industrie et des services augmentent, du fait du report vers l'électricité et de l'effet rebond sur l'activité économique induit par le relâchement de la contrainte sur la disponibilité de l'offre électrique. D'autre part, l'activité industrielle supplémentaire entraîne également une activité supplémentaire des services en tant que consommations intermédiaires du secteur industriel. Ces effets sont plus marqués bien sûr dans SC2.

Graphique IV. 14 : Variations des consommations finales d'électricité dans les différents secteurs par rapport au scénario de référence



(5) Energie primaire et émissions de CO2

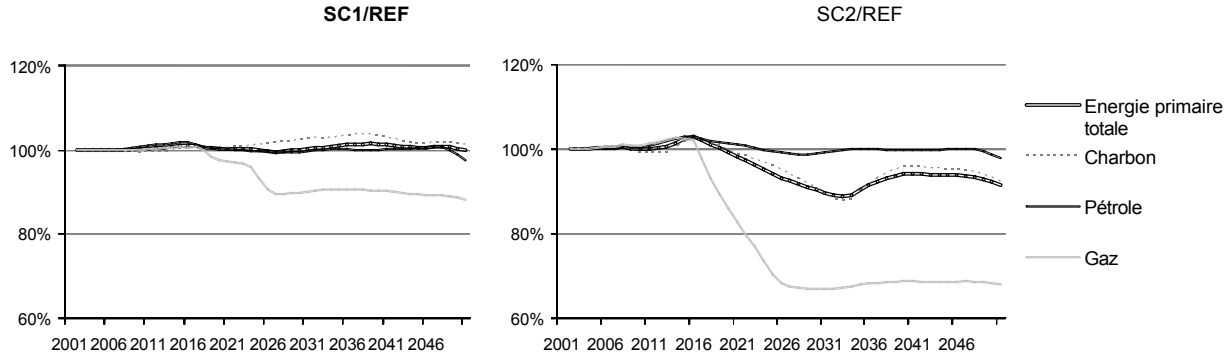
L'impact global de ce programme sur la production totale d'énergie primaire dépend d'une part des gains en efficacité énergétique et d'autre part de l'effet rebond sur l'activité économique. Pendant une première période les réformes sont mises en place (jusqu'à 2026), et l'effet amélioration de l'efficacité énergétique l'emporte notamment avec une réduction de plus de 10% de la consommation d'énergie primaire dans le scénario SC2, mais par la suite l'effet rebond équilibre les gains entraînés par l'amélioration de l'efficacité énergétique. Malgré tout dans le scénario SC2, l'efficacité énergétique entraîne des gains durables.

De la même manière, pendant une première période qui va jusqu'en 2025, la consommation totale de charbon est inférieure dans ce scénario comparativement au scénario de référence, mais par la suite, comme la majeure partie des capacités électriques supplémentaires est basée sur du charbon, la quantité de charbon consommée est supérieure dans ce scénario. La courbe suivie par le pétrole s'explique par, d'une part le report vers l'électricité et, d'autre part l'effet rebond sur la demande de transports sous l'effet richesse. On voit très nettement l'effet de la diminution de la pointe électrique sur la consommation de gaz.

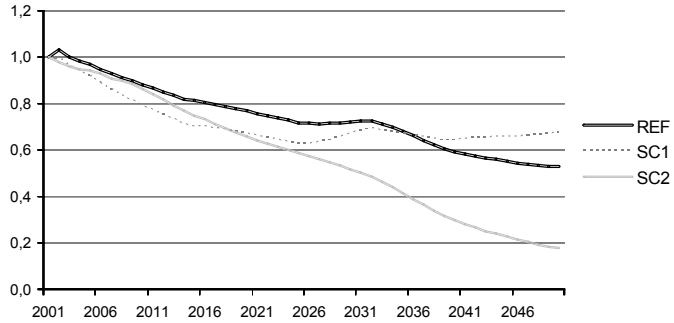
---

l'augmentation du coût de l'électricité pour les ménages. Les consommations énergétiques des équipements sont calées sur celles du modèle POLES.

Graphique IV. 15 : Energie primaire selon les formes d'énergie fossiles par rapport au scénario de référence



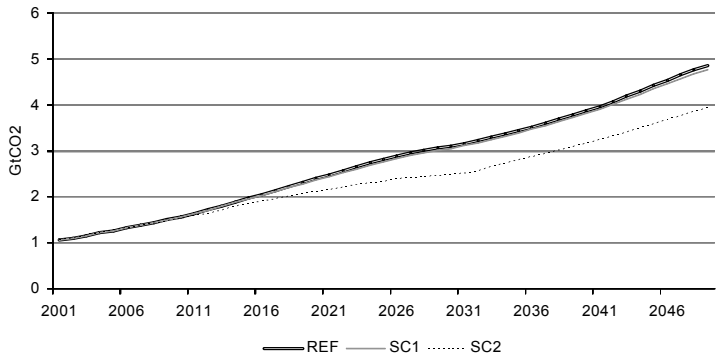
Graphique IV. 16 : Evolution de l'énergie primaire (par rapport à 2001) dans les trois scénarios



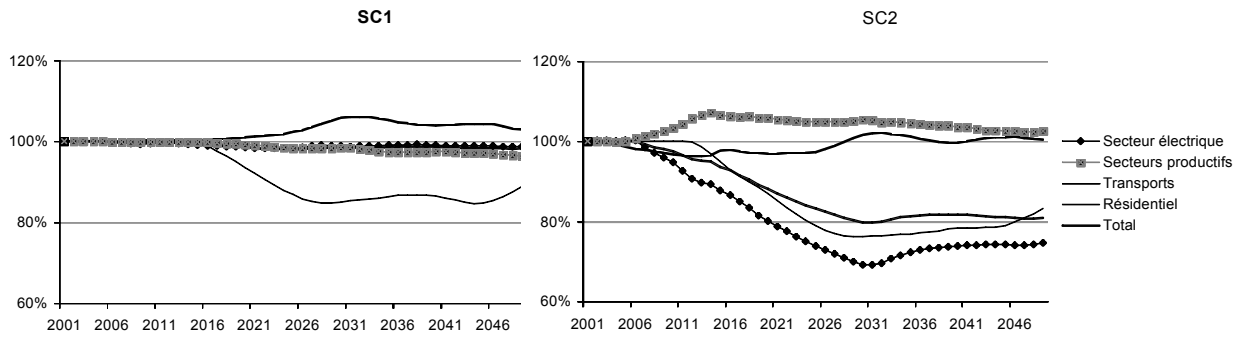
L'impact sur les émissions de CO2 du scénario SC1 reste très limité puisqu'en 2050, les réductions d'émission ne s'élèvent qu'à 2%. Ceci n'est pas très étonnant puisque les capacités électriques supplémentaires sont principalement des centrales au charbon. Par contre dans le scénario SC2, les réductions atteignent 20%. C'est dans le secteur électrique que la baisse des émissions de CO2 est la plus importante, puisque celle-ci atteint près de 30MtCO2 en 2026 soit environ 15% des émissions du secteur électrique du scénario de référence. Après le choc pétrolier, les gains sont encore plus importants.

Malgré l'effet rebond sur l'activité économique, les émissions du secteur industriel diminuent durablement, les réductions atteignant 30MtCO2 en 2050, ceci du fait du report vers l'électricité. Dans le secteur résidentiel, les réductions d'émissions sont également importantes, mais il faut noter que le report probable des ménages vers des énergies non commerciales et traditionnelle (biomasse principalement) à cause d'un tarif de l'électricité plus élevé n'est pas pris en compte ici, alors que l'impact pourrait être très important, voire annuler les gains réalisés en terme de réductions d'émissions dans ce secteur.

Graphique IV. 16 : Emissions de CO2 totales en Inde (GtCO2) entre 2001 et 2050



Graphique IV. 17 : Comparaison des émissions sectorielles de CO2 (MtCO2) du scénario de référence et du scénario alternatif entre 2001 et 2050



Les gains en émissions de CO2 réalisés dans SC1 sont bien sûr insuffisants, mais ceci est également valable pour SC2, si l'on veut contenir le réchauffement climatique en deçà de +2°C à l'horizon 2100. La traduction de cet objectif mondial en trajectoire d'émissions pour les PED est très polémique, néanmoins Criqui, 2007 propose une stabilisation des émissions des pays émergents et une multiplication par 3 des émissions pour les pays les moins avancés.

Nous évaluons dons dans la partie suivante dans quelle mesure et selon quelles conditions de financement la séquestration géologique du charbon peut constituer une variable d'ajustement des émissions de GES pour l'Inde.

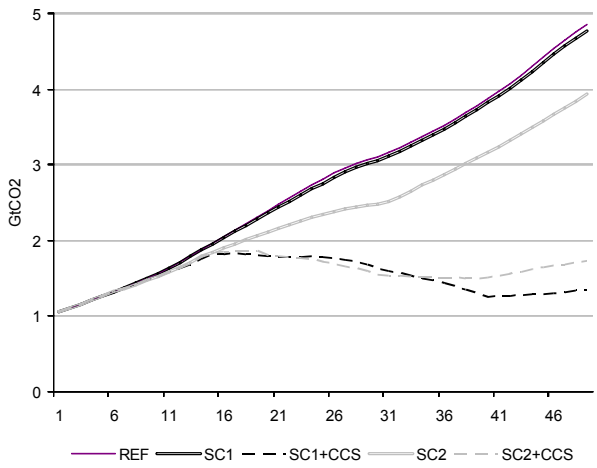
4. La séquestration comme variable d'ajustement

La mise en œuvre du programme d'efficacité énergétique a un effet positif sur l'efficacité globale du système énergétique indien, néanmoins du fait d'un effet rebond (et c'est bien là l'effet levier recherché, condition d'une participation des grands PED aux réductions d'émissions) induit par le relâchement de la contrainte sur la disponibilité du facteur de production électricité pour l'industrie, les réductions d'émissions sont marginales. Nous envisageons donc ici dans le cadre du scénario décrit précédemment que toutes les

nouvelles capacités électriques neuves construites après 2015 ont recours à la technologie de stockage et séquestration du carbone[31].

Les hypothèses de coût concernant cette technologie sont tirées de POLES. Ces coûts sont largement supérieurs aux technologies conventionnelles en début de période (entre 2100 et 2400 $/MW contre 370-1380 $/MW pour les technologies conventionnel au charbon, gaz, pétrole ou hydro), mais leur coût décroît linéairement de 23% jusqu'en 2050. Faire un commentaire sur les coûts par rapport à la littérature. D'autre part, les hypothèses de surconsommation (19,5% de surconsommation de combustible en 2001 décroissant à 16,6%) liée à cette technologie par rapport aux technologies conventionnelles au charbon (principalement à la capture) sont conformes à ce que l'on trouve dans la littérature sur le sujet (CLIP, 2005).

Graphique IV. 19 : Emissions de CO2 dans les scénarios de référence (REF), dans les scénarios sans séquestration SC1 et SC2, et avec séquestration SC1+CCS et SC2+CCS



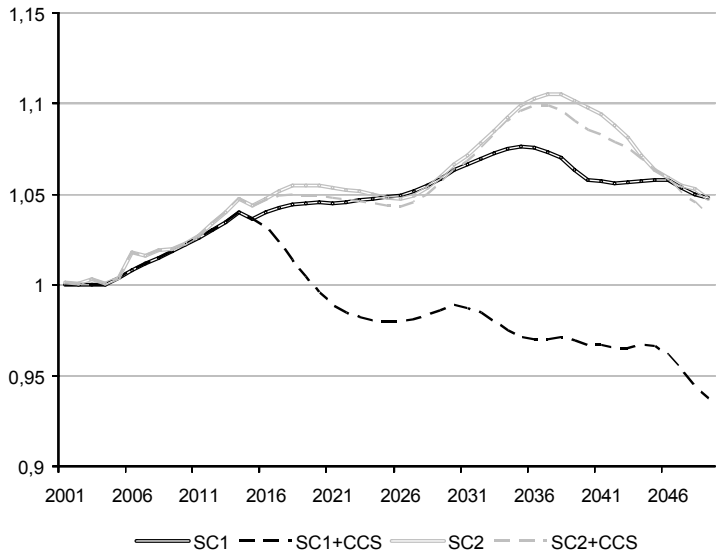
L'impact sur le niveau des émissions dans les deux scénarios alternatifs est bien sûr important. Les émissions de CO2 culminent en 2015 à 1,8 GtCO2 (+73% par rapport à 2001), date à laquelle la séquestration est mise en œuvre et décroissent fortement jusqu'en 2040 une fois que toutes les centrales à charbon sans séquestration ont été fermées. A partir de ce moment, les émissions unitaires du secteur électrique stagnent et on assiste à une légère augmentation des émissions totales dues à la croissance des secteurs industriel, résidentiel et des transports. En 2050, les émissions de CO2 retrouvent avec 1,3GtCO2 leur niveau de 2007. Par rapport au scénario de référence, les émissions auront été divisées par 3,3 en 2050 dans le scénario SC1+CCS, mais à un prix pour l'économie indienne très important, puisque le coût de la tonne de CO2 évitée est supérieur à 100 $. Par contre, dans le scénario SC2+CCS, les gains en émissions sont moins importants (1,7GtCO2 en 2050) car le surcoût entraîné par la séquestration grève moins l'économie que dans le scénario SC1+CCS, puisqu'il y a dans ce scénario moins de capacité installée. Par rapport à 1990, qui est la date retenue comme référence dans le Protocole de Kyoto, ceci correspond à une multiplication par environ deux des émissions de CO2. Dans la perspective d'une

[31] C'est une hypothèse un peu extrême, mais le but est de schématiser ce qui se passe et de montrer les marges manœuvre possibles. Il serait bien sûr plus réaliste de ne construire qu'une partie des nouvelles capacités avec séquestration.

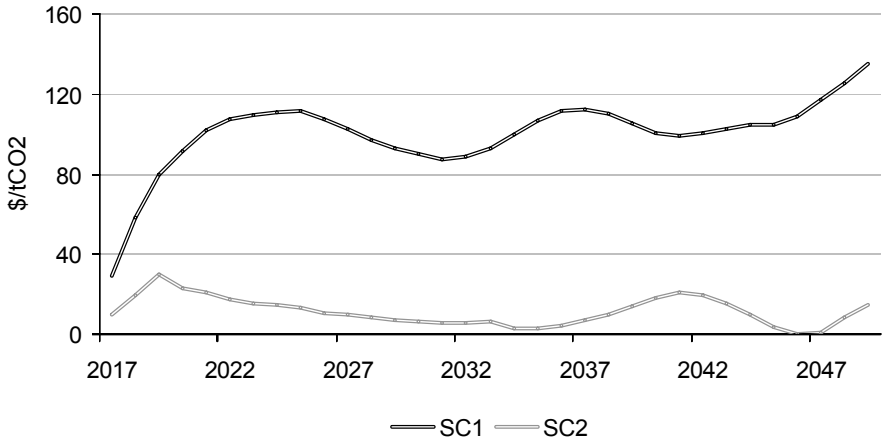
division par deux des émissions au niveau mondial en 2050, il est nécessaire que les pays industrialisés divisent par 4 leurs émissions en 2050 par rapport à 1990. La traduction de cet objectif mondial en trajectoire d'émissions pour les PED est très polémique, néanmoins Criqui, 2007 propose une stabilisation des émissions des pays émergents et une multiplication par 3 des émissions pour les pays les moins avancés.

Le choix des technologies de séquestration au lieu des technologies charbon conventionnel est contraint au sein du modèle. Avec la même enveloppe financière allouée au secteur électrique, le coût du MW installé augmente donc, mais le coût macroéconomique pour l'Inde de pénétration de la technologie de séquestration est très supérieur à ce seul coût technique. En effet, avec cette technologie qui est plus chère, moins de capacités additionnelles peuvent donc être construites, ce qui va restreindre l'effet rebond décrit précédemment, principalement sur l'activité du secteur industriel. Les pertes de PIB augmentent continuellement pour le scénario SC1 jusqu'en 2050 date à laquelle le PIB est de 10% inférieur à celui du scénario avec efficacité énergétique. L'impact est bien sûr plus important pour le scénario SC1 que pour le scénario SC2 pour lequel les capacités additionnelles de charbon par rapport au scénario de référence et donc le surcoût induit par le recours à la séquestration sont moindres (Graphique IV. XX). Les prix de l'électricité sont supérieurs du fait d'un taux de charge des capacités électriques plus élevé. Le chômage augmente.

Graphique IV. 18 : PIB par rapport au scénario de référence des scénario SC1 et SC2 avec et sans recours à la séquestration



Graphique IV. 20 : Coût macroéconomique de la séquestration ($/tCO2 évitée)



Il n'est donc pas souhaitable, ni envisageable de faire porter le coût additionnel du financement de la séquestration à l'économie indienne. Par contre il est possible dans le cadre d'un régime international de faire financer le surcoût technique de la séquestration par des capitaux étrangers ou par un fond dédié qui permettrait une fois les potentiels « sans regret » dans les pays en développement mis en œuvre de financer du transfert de technologie et/ou du surcoût de technologie propre.

Dans ce cas, le surcoût est très conséquent, puisque sur la période totale, il s'élève à 430 milliards de dollars pour le scénario SC1 (soit 13 milliards de dollars par an en moyenne) pour le scénario SC1 et à 375 milliards de dollars pour le scénario SC2 (soit 11 milliards de dollars en moyenne par an).

Un autre problème relève du potentiel stockage de CO2 en Asie du Sud-est, puisque selon l'IDDRI (2005), il est d'environ 30.000 MtCO2. Au dessus de cette quantité, il faudra transporter le CO2 pour le stocker dans d'autres réservoirs. Or dans le cas du scénario SC1, la quantité de CO2 à stocker entre 2015 et 2050 dépasse les 60.000 MtCO2 et avoisine les 38.000 MtCO2 pour le scénario SC2.

5. Conclusion

Cette étude cas sur l'Inde se place dans un contexte particulier et différent de celui encadrant l'étude de cas sur le Brésil. En effet, nous nous focalisons sur les marges de manœuvre de négociation de l'Inde. Pour cela, nous faisons apparaître quels pourraient être les leviers et les arbitrage à faire dans le cas de l'Inde pour sa participation à un régime international sur le changement climatique.

Pour cela, nous ne nous plaçons pas dans un contexte mondial de stabilisation à 450ppm avec un prix du carbone. Nous partons donc d'un scénario de référence caractérisé à la fois par une rareté de capital contraignant le développement d'un secteur électrique très sous-optimal et de fait de l'activité économique et parallèlement une rareté mondiale en ressources pétrolières avec un peak-oil culminant en 2033 et imposant une lourde facture énergétique à l'Inde. Les politiques climatiques sont donc envisagées ici sous l'angle de la mise en œuvre de mesures permettant d'alléger la dépendance énergétique de l'économie indienne.

L'étude montre qu'il existe une marge de manœuvre pour l'Inde dans la négociation d'un régime international pour conditionner la mise en œuvre de politiques et mesures à des financements internationaux permettant à la fois d'amortir ou de compenser certains impacts qui peuvent s'avérer régressifs sur les ménages et/ou industries. Parallèlement, l'étude montre que le financement international nécessaire pour couvrir le surcoût induit par un recours généralisé en Inde à la technologie de capture et séquestration du carbone est bien trop important pour être mis en œuvre de manière réaliste. A cela s'ajoutent d'autres problèmes tels que la disponibilité du potentiel de stockage en Inde, des problèmes institutionnels et d'acceptation de la technologie en Inde.

Il est donc important dans un pays reposant fortement sur la ressource charbonnière et dont l'économie n'est pas extravertie, de favoriser un développement autocentré et pour cela de maximiser la mise en œuvre de politiques et mesures vertueuses du point de vue de l'environnement et du développement à l'image des mesures décrites dans cette étude.

Le nouveau régime international suivant la première période Kyoto devra donc permettre :

- que les revenus issus du marché du carbone puissent être utilisés dans le cas de l'Inde pour co-financer des mesures de court terme

- que des mécanismes permettent de réorienter les investissements vers les pays à risque comme l'Inde pour aider à financer les besoins.

Bibliographie

Aggarwal P.K., Kalra N., Kumar S., Vasisht A.K. (2004) Exploring land use options for sustainable food production: methodological framework, in Agricultural incentives in India, Past trends and prospective paths towards sustainable development, edited by B. Dorin et T. Jullien. Manohar, New Delhi, 334p.

Bose R.K., Shukla M., (1998) Elasticities of electricity demand in India. Energy Policy 27, 137-146.

Bose R.K., Shukla M., Srivastava L., Yaron G. (2006) Cost of unserved power in Karnataka, India. Energy Policy 34, 1434-1447.

CLIP (2005). Le stockage du CO2. Evaluation du potentiel de capture te de stockage géologique du CO2 dans le monde. IDDRI. N°17. Septembre.

Criqui P. (2007) Profils d'émission Facteur 4 dans une perspective mondiale. 2ème rendez-vous climat, Paris, 11 janvier 2007.

Dorin B., Jullien T. (2004) Agricultural incentives in India. Past trends and prospective paths towards sustainable development. Manohar, New Delhi, 334p.

Filippini M., Pachauri S. (2004) Elasticities of electricity demand in urban households. Energy Policy 32, 429-436.

Garg, A., Shukla, P.R., (2002). Emissions Inventory of India. Tata McGraw Hill Publishing Company Limited, New Delhi.

GOI (Government of India), (1991-2005). Economic Survey of India. Annual Issues, Ministry of Finance, Government of India, New Delhi.

IDDRI, 2005. Evaluation du potentiel de capture et stockage géologique du CO2 dans le monde, in Les cahiers du CLIP, Le stockage du CO2, numéro 17, septembre, Edition IDDRI, Paris, 92p.

I I Task Force, 2003. I T Task Force report on power sector. Ministry of power, Government of India.

International Energy Agency (2004) World Energy Outlook 2004. Paris.

International Energy Agency (2006) World Energy Outlook 2006. Paris.

Planning Commission 1997. Annual report on the working of the SEBs, New Delhi.

Planning Commission 2002a. Annual report on the working of the SEBs, New Delhi.

Planning Commission (2002b). India Economic Roadmap: The Next Five Years- 2002-2007: The Essence. Planning Commission, New Delhi

Ruet J. (2001). Investment profitability in bridging the power gap in India. The Indian Economic journal. Volume 49, n°2. October-December.

Working Group on Coal and Lignite (WGC&L) 2001. Report of the Working Group on Coal and Lignite for the Tenth Five Year Plan (2002-07), July 2001. Ministry of Coal, GOI, p.128.

World bank (1998) Power sector reform and the privatization of distribution in India. Internal working document prepared by H. Salgo et al. March 1998.

Partie III - Conclusion générale

L'évaluation des scénarios avec prix du carbone croissant pour respecter un objectif de stabilisation de 450 ou 550ppm montrent que ce n'est pas lorsque le prix du carbone est le plus élevé que l'impact sur l'économie est la plus lourde, mais pendant la période de transition alors que les systèmes technico-économiques ne sont pas encore adaptés car trop dépendants des énergies fossiles.

Un des points centraux qui émerge des études est la nécessité de financer des mesures de court terme pour amortir la période de transition et l'adaptation des économies et systèmes technologiques. L'enjeu est donc en s'appuyant sur l'architecture internationale du Protocole de Kyoto ou d'un Kyoto-bis qui crée une vision du long terme partagée par tous les états et instaure un signal prix de long terme au niveau international et un commerce de la tonne de carbone entre les états, de mettre en oeuvre des financements et/ou incitation à destination des PED pour la mise en oeuvre de politiques et orientations de développement économique vertueuses du point de vue du changement climatique, mais spécifique aux caractéristiques technologiques, énergétiques, sociales et économiques des pays concernés. Il n'est en effet pas question de dicter une solution unique et contrainte.

Dans le cas de l'Inde, l'enjeu est ainsi de permettre que les politiques climatiques amortissent l'impact du peak-oil sur une économie autocentrée, et peu exportatrice et fortement dépendante des énergies fossiles.

Dans le cas du Brésil, l'enjeu est de permettre à ce pays d'exploiter son potentiel d'exportation en biocarburants.

Le nouveau paradigme de négociations pour définir les périodes suivant la période couverte par le Protocole de Kyoto est donc de financer à court terme la transition. Pour cela, il ne faut pas confondre le commerce entre Etats dans le cadre du marché du carbone issu du Protocole de Kyoto et ce qui se passe dans les pays où les revenus du marché carbone et ce qui se passe en interne dans les pays. A côté d'un prix international du carbone, il est donc nécessaire de mettre en place des dispositifs pour financer la transition. Ces dispositifs peuvent prendre la forme de mesures de compensation vis-à-vis d'impacts possiblement régressifs de certaines politiques et mesures (typiquement du sans regret), de dispositifs permettant de pérenniser des investissements dans certains pays, et dans certains secteurs clés à fort niveau de risque.

Il est primordial aujourd'hui, malgré les critiques adressées au Protocole de Kyoto sur l'impossibilité de définir une architecture d'ensemble indépendamment des autres dimensions de gouvernance internationale et qui sont à l'origine de propositions de « régimes fragmentés » de coalitions convergeant progressivement, de ne pas perdre l'avancée que constitue un cadre aujourd'hui certes imparfait mais unique placé sous l'égide de l'UNFCCC. C'est dans le sens d'une construction « à côté » du Protocole de Kyoto et donc contre le Protocole que doivent être interprétées les démarches de G. Bush qui se refuse toujours à accepter toute référence à des objectifs quantitatifs de réductions, pour lancer en parallèle des négociations internationales placées sous l'égide de l'UNFCCC des réunions regroupant les « major emiting countries ».

Cette approche, qualifiée de « madisonienne » (Victor et al., 2005), donnerait aux acteurs plus de flexibilité pour s'adapter aux aspérités et aux surprises du monde réel (accords régionaux sur les technologies, accords volontaires sur les constructeurs automobiles).

C'est par exemple le sens de l'accord Asie-Pacifique autour des technologies[32]. Le réalisme politique conduit d'ailleurs à considérer peu probable que des pays comme l'Inde et la Chine s'engagent à court terme sur des objectifs quantitatifs de limitation de leurs émissions qui soient légalement contraignants, s'il s'agit de la seule « offre » qui leur soit faite. Malheureusement, cette approche flexible a peu de chances de déboucher sur des efforts significatifs et, surtout, sur des signaux économiques suffisamment stables et crédibles pour engager des actions dès aujourd'hui dans les grands secteurs d'infrastructures.

Finalement, malgré les critiques que l'on peut faire au Protocole, son architecture reste la seule possible pour trois raisons : 1) politique : il est diplomatiquement impossible de faire table rase d'un traité ratifié par plus de 100 pays et qui a atteint un niveau élevé de légitimité ; 2) économique : aucune alternative ne fournit le même potentiel pour dénouer l'inextricable nœud gordien environnement-développement. ; 3) vision de long terme : l'avancée principale que constitue un engagement chiffré de réduction ne doit pas être abandonnée, car il instaure un signal de long terme pour tous les acteurs sous la forme d'un prix du carbone.

La seule issue est donc de réinterpréter l'architecture du Protocole en la centrant sur la reconnaissance d'objectifs chiffrés de long terme et de faciliter l'exploitation des synergies environnement-développement. Il faut pour cela redéfinir le système de cap and trade au cœur d'un nouveau modèle de négociations.

Dans ce nouveau paradigme de négociation, basé sur la reconnaissance des liens entre chacune des dimensions, les valeurs de référence d'émissions (baselines) font elles-mêmes implicitement partie de la négociation puisqu'elles dépeignent les décisions et compromis dans les autres domaines de la gouvernance : OMC, réformes du financement international, marchés du gaz et du pétrole, régulation du travail, normes environnementales… Ceci a des implications déterminantes sur le rôle spécifique de ces négociations internationales :

• Le régime climatique ne peut prétendre dicter les décisions déterminantes concernant la décarbonisation de l'économie, et peut même se limiter à sélectionner les politiques gagnantes-gagnantes qui contribuent à la lutte contre le changement climatique. Pour cela, il faut privilégier les approches opérationnelles en accord avec des signaux économiques de long terme révélant la valeur sociale des réductions d'émissions de GES ;

• Il doit permettre la réalisation d'initiatives diverses au lieu de dicter des solutions uniformes, pour prendre en compte l'hétérogénéité du monde réel et garantir la prédictibilité des signaux économiques. Il doit pouvoir embarquer toute forme de coopération régionale ou sectorielle et éviter tout risque de fragmentation – à l'image d'une « favela » – en une multiplicité d'accords entre groupes de pays (à l'image de l'accord Asie-Pacifique) sans coordination et régulation au niveau international ;

• Il doit soutenir et non contraindre les politiques domestiques. Il est de ce point de vue nécessaire de clarifier la notion d'engagement légalement contraignant, puisque, d'un côté, aucun signal économique n'émergera sans une certaine forme d'engagement et, de l'autre, nombre de pays n'accepteront pas un système restreignant leur souveraineté. La clé d'un régime sécurisé réside à la fois dans les gains pour tout gouvernement à respecter ses engagements, mais aussi dans les coûts de sanctions économiques et politiques en cas de défection.

[32] Accord de partenariat signé en juin 2005 entre les États-Unis, l'Australie, le Japon, la Chine, l'Inde et la Corée.

Une architecture minimale dans un monde en mutation

Une telle architecture, dont on brossera ici en quatre points l'architecture minimale, pourrait être construite sur la base du Protocole de Kyoto avec un nombre restreint d'amendements. Tenant compte des critiques adressées au système de cap and trade, son objectif premier serait la recherche de synergie environnement-développement.

1. Le rôle du prix du carbone. Le seul prix du carbone ne suffira pas à atteindre la décarbonisation. Quelque soit l'importance qui lui est donnée, ce signal économique de long terme n'influencera pas de nombreux paramètres tels que les coûts en capital, les primes d'assurance, les certifications de technologies alternatives, la structure des systèmes fiscaux… La problématique doit être inversée : les prix à long terme fixés par le marché du carbone doivent constituer une référence pour évaluer les bénéfices climatiques de toute forme d'initiative sur le terrain. La première implication est de ne pas refuser systématiquement, au nom de l'intégrité environnementale, qu'une tonne de carbone évitée puisse être dûment mesurée pour être créditée : en effet, celà est absurde lorsque les potentiels de gains sont nettement supérieurs à l'incertitude de la mesure.

Autrement dit le système de cap and trade est un élément clé de l'architecture, mais pas le seul. En pratique, une partie des activités de décarbonisation se fait par le biais du jeu du marché des allocations de quotas à des acteurs privés. Tandis que des réductions non mesurables induites, par exemple par une limitation de vitesse, ne pourraient être échangées qu'entre États : elles contribueraient néanmoins à la dynamique du marché en réduisant les importations ou en augmentant les exportations de carbone du pays qui met en œuvre cette mesure. Dans ce scénario, les gouvernements restent les acteurs clés du système puisqu'ils contrôlent non seulement les objectifs de réduction, mais aussi le nombre de secteurs auxquels les allocations d'émissions sont distribuées et leur degré d'intervention sur le marché international. L'autonomie des gouvernements est ainsi totalement préservée.

2. Des engagements diversifiés. La première condition pour que les PED acceptent l'approche cap and trade est d'abandonner toute présomption selon laquelle les réductions d'émissions constituent une contrainte sur le développement. C'est possible en diversifiant les modalités d'engagements selon la situation des pays. Ainsi, des engagements contraignants pour les pays de l'Annexe B et pour les pays atteignant un certain niveau de revenu par habitant pourraient être couplés à des dispositifs plus ouverts pour les autres pays :

• Des quotas non contraignants : un pays respectant cet engagement accèderait au marché international de carbone, sans être pénalisé dans le cas contraire (Philibert et Pershing, 2002),

• Des objectifs sectoriels : un pays peut participer au système global uniquement dans certains secteurs de son économie où l'impact positif sur son développement de cette participation est clairement établi,

• Des formes de mécanisme de développement propre étendues à des programmes pour soutenir l'action dans les pays et secteurs pas encore assez matures pour adopter une contrainte stricte sur les émissions.

Il existe un second argument justifiant l'abandon d'un système de permis d'émissions négociables unique englobant tous les pays, tous les secteurs et tous les GES. Ce système présente en effet, en cas de distorsion du marché, un risque de dévaluation de l'ensemble des investissements de réductions d'émissions : une telle distorsion peut venir par exemple d'un excès continu de quotas alloués par rapport aux besoins (hot air), ou des incertitudes dans la mesure d'actions sur les émissions hors CO_2 ou de projets de séquestration du

carbone. Des objectifs sectoriels offrent l'opportunité d'une entrée dans le système progressive et plus contrôlable.

L'introduction d'engagements non contraignants présente un inconvénient majeur : on ne peut déterminer dans ce système un niveau final d'émissions. Mais l'alternative est que les PED ne considèrent même pas l'hypothèse de diminuer leurs émissions ! Le risque est plutôt, si seuls des engagements contraignants étaient considérés, que ces pays mettent tous leurs efforts dans la négociation d'objectifs laxistes et que l'Annexe B leur concède ceux-ci pour les faire entrer dans le système au prix d'une forte dévaluation du carbone. Ce problème peut être contourné de trois manières :

• L'absence de pénalités doit favoriser un dialogue plus franc, où les pays de l'Annexe B et les pays candidats sont conjointement intéressés à ce que le carbone ne se dévalue pas ;

• Des objectifs d'émissions basés sur des critères de performance (plutôt que des valeurs absolues) peuvent s'appuyer sur des informations observables pour limiter le risque de hot air tout en étant mieux déconnectés des variations de croissance économique. Lier les objectifs aux performances permet également d'échapper à la notion de contrainte sur le développement ;

• L'introduction d'un prix plancher du carbone[33] peut représenter un outil supplémentaire contre la dévaluation des prix du carbone.

Enfin, dans un système intégrant différentes formes d'engagements, les gouvernements ne sont pas obligés d'augmenter tous les prix domestiques. Ils sélectionneront les secteurs pour lesquels les gains attendus du marché du carbone sont importants comparés aux effets de renchérissement de l'énergie.

3. Engagements de bonne foi et incitation. La proposition faite en 1997 d'un prix plafond du prix du carbone (Kopp et al., 2000) visait à limiter l'incertitude sur les coûts de respect des engagements pour les pays de l'Annexe B et à introduire dans le système un prix libératoire permettant de négocier des objectifs plus ambitieux. Cette solution constitue un compromis entre les pessimistes et les optimistes vis-à-vis des coûts de réduction : si les coûts de réduction sont supérieurs au prix plafond, des permis supplémentaires sont vendus à ce prix, ce qui introduit une garantie et limite la facture totale pour les pays ; s'ils sont faibles, le prix libératoire n'est pas effectif.

La principale critique portée à ce dispositif est l'absence de sanction dans le cas de non-respect des engagements. Elle traduit une perception erronée de la notion d'engagement « légalement contraignant », puisque, mise à part une intervention militaire, la seule sanction effective ne peut venir que de représailles politiques et économiques contre ceux qui ne respectent pas leur engagement. Avec un prix plafond, les engagements non remplis sont « payés d'avance », puisque dans ce cas des permis supplémentaires sont mis sur le marché au prix correspondant au prix plafond. Pour en améliorer l'efficacité environnementale, les fonds collectés, dans l'idée de la proposition brésilienne[34], pourraient alimenter un fond international finançant des projets de réduction prioritairement dans les PMA, qui resteront sans doute en dehors des échanges de carbone. Les pays de l'Annexe B, par la maîtrise de leur balance extérieure des paiements, sont aussi incités à adopter des politiques nationales « non prix » qui sont plus ambitieuses.

D'un point de vue purement économique, un système hybride englobant à la fois un prix plancher et un prix plafond bornerait l'incertitude sur les coûts et créerait une information

[33] Assorti d'une subvention aux agents des projets de réduction lorsque le coût de réduction est inférieur à ce plancher.

[34] Cette proposition portait sur l'alimentation par des pénalités pour les pays ne respectant pas leur engagement d'un fonds finançant les efforts des PED.

précieuse sur la relation prix-quantité des réductions d'émissions permettant de guider les décisions de long terme.

4. Un dispositif pour les industries intensives en énergie. La mise en place d'un régime international se heurtera inévitablement à l'opposition des industries intensives en carbone, exposées à la concurrence internationale, et qui se verraient soumises à des contraintes asymétriques entre pays avec ou sans engagements. Ce risque sur le marché des produits est souvent surestimé : l'impact des prix du carbone sur le prix de production est d'un ordre de grandeur inférieur aux oscillations des taux de change connues depuis les trente dernières années (Quirion et Hourcade, 2004). Le risque est supérieur pour la valeur des actions. Distribuer gratuitement une petite part des quotas est une manière de s'en abstraire, mais ce résultat ne tient plus si un gouvernement distribue une quantité généreuse de quotas gratuitement et vend le reste aux enchères.

Le problème est réel : aucun gouvernement n'est en position de résister à la pression visant à protéger les emplois. Cependant, comme il appartient au gouvernement d'opérer une différenciation d'objectifs et de prix du carbone domestiques entre ménages et industries, les échanges de carbone se feront essentiellement entre gouvernements. Les prix du carbone différeront d'un pays à l'autre, d'un secteur à l'autre, et ce n'est que pour les industries intensives en énergie exposées à la concurrence internationale qu'une égalisation des prix du carbone au niveau international sera nécessaire. Ceci ne résout pas les problèmes de règles d'allocation des quotas et les nombreux conflits potentiels avec l'OMC. C'est pourquoi un accord international spécifique sur ces industries est nécessaire.

Bibliographie

Kopp R., Morgenstern R.D. et Pizer W.A. (2000) « Limiting Cost, Assuring Effort, and Encouraging Ratification : Compliance under the Kyoto Protocol », Washington (D. C.), Weathervane, Resources for the Future, août.

Philibert C. et Pershing J. (2002) Beyond Kyoto, Energy Dynamics and Climate Stabilisation, Paris, OCDE/AIE.

Quirion P. et Hourcade J.C. (2004) « Does the CO2 Emission Trading Directive Threaten the Competitiveness of European Industry ? Quantification and Comparison to Exchange Rates Fluctuations », European Association of Environmental and Resource Economists Annual Conference, Budapest, juin .

Victor D., House J.C. et Joy S. (2005) « A Madisonian Approach to Climate Policy », Science, 309, septembre , p. 1820 1821.

Valorisation

Papiers

HOURCADE J.C. SHUKLA P.R., MATHY S. ., “Untying the Climate – Development Gordian Knot : Economic options in a politically constrained world”, in the Design of Climate Policy. MIT Press. sous presse

MATHY S., HOURCADE J.C. (2007) “Un régime de coordination malgré tout”, in Regard sur la Terre, Presses de Sciences Po.

DEEPA MENON−CHOUDHARY, P.R.SHUKLA, JEAN−CHARLES HOURCADE & SANDRINE MATHY (sous presse) Aligning Development, Air Quality and Climate Policies for Multiple Dividends, CSH Occasional Paper. New Delhi.

ROVERE, E. L. L, GITZ, V., PEREIRA; Modèles mondiaux et représentation des pays en développement. In : DAHAN DALMEDICO, A. Les modèles du futur. Changement climatique et scénarios économiques : enjeux scientifiques. Éditions La Découverte. février 2007. 256 pages

GITZ, V., PEREIRA Demand scenarios for Otto cycle engine fuels and CO2 abatement due to the production and use of alcohol in Brazil . XI. Brazilian Energy Congress, Rio de Janeiro, August 2006.

GITZ, V., PEREIRA Notice sur le modèle Nexus-Land-Use et les modalités de couplage avec Imaclim-R.

Séminaires et conférences

Séminaires de recherche sur la méthodologie, le progrès en cours, et les résultats des expériences du module de bio-carburants (Nexus-Carburants) lié au modèle IMACLIM-R dans le cadre Brésilien. Le 26 janvier et le 8 février 2007 au Programme de Planification Energétique de la COPPE, à l'Université Fédérale de Rio de Janeiro.

Conférence : IMACLIM-R - A modeling framework of sustainable development issues” pour l’Empresa de Pesquisa Energética (Entreprise de Recherche Energétique). Rio de Janeiro, 20 février 2006.

Avoided CO_2 emissions due to ethanol production and use in Brazil. Agence Internationale d’Energie Atomique - IAEA CRP Consultancy meeting, Trieste, Italie (mai 2006);