

PRENDRE LE VIRAGE : PERSPECTIVES ET OPPORTUNITÉS DÉCOULANT DU
PLAN CANADIEN SUR LES ÉMISSIONS INDUSTRIELLES DE GAZ À EFFET DE
SERRE

par

Philippe Alary-Paquette

Essai présenté au Centre Universitaire de Formation en Environnement en vue de
l'obtention du grade de maître en environnement (M.Env.)

CENTRE UNIVERSITAIRE DE FORMATION EN ENVIRONNEMENT
UNIVERSITÉ DE SHERBROOKE

Sherbrooke, Québec, Canada, mai 2008

IDENTIFICATION SIGNALÉTIQUE

PRENDRE LE VIRAGE : PERSPECTIVES ET OPPORTUNITÉS DÉCOULANT DU PLAN CANADIEN SUR LES ÉMISSIONS INDUSTRIELLES DE GAZ À EFFET DE SERRE

Philippe Alary-Paquette

Grade postulé : maître en environnement (M.Env)

Sous la direction de Jean-Marie Bergeron

Université de Sherbrooke

Mai 2008

Mots clés : changements climatiques, Canada, émetteurs industriels, mécanismes de conformité, réductions internes, fonds technologique, marché du carbone, crédits compensatoires, Mécanisme pour un développement propre, gaz à effet de serre

Le futur système canadien de réduction des émissions des gaz à effet de serre imposera aux émetteurs industriels canadiens des cibles de réductions d'intensité de leurs émissions de gaz à effet de serre à partir de l'année 2010. Ces dernières pourront être atteintes par des réductions internes ou par le recours à l'un des mécanismes de conformité prévus. Il sera crucial, pour chacun des grands émetteurs, d'appliquer une stratégie faisant usage du bon mécanisme de conformité, au bon moment. Le présent essai vise à fournir quelques considérations générales, de manière à guider les émetteurs industriels canadiens dans l'élaboration de leurs stratégies. Les réductions internes seront cruciales à court, moyen et long terme pour maintenir la compétitivité des entreprises et abaisser les coûts de conformité. Par ailleurs, à court terme, l'utilisation des crédits pour mesures d'action précoce et le fonds technologique sera un incontournable. À moyen et long terme, le marché du carbone, les crédits compensatoires et le Mécanisme pour un développement propre permettront aux émetteurs canadiens de respecter leurs cibles pour un coût global minimal.

SOMMAIRE

En avril 2007, le *Cadre réglementaire canadien sur les émissions atmosphériques* jetait les bases du futur système canadien de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). Ces dernières ont été précisées en mars 2008, avec la publication du *Cadre réglementaire sur les émissions industrielles de gaz à effet de serre*. Les émetteurs industriels canadiens seront donc assujettis à des cibles de réductions de l'intensité de leurs émissions de 18 % en 2010, par rapport à leurs émissions de 2006, et de 2 % par année par la suite, jusqu'en 2020. Pour y arriver de manière efficiente, plusieurs moyens sont prévus : réductions internes, crédits pour mesures d'action précoce, fonds technologique, marché du carbone, crédits compensatoires, Mécanisme pour un développement propre.

L'utilisation à bon escient de chacun de ces moyens sera cruciale pour les émetteurs, afin de maintenir et d'améliorer leur compétitivité par rapport aux autres entreprises assujetties. Le présent essai vise donc, par une étude détaillée de chacune des options à la disposition des émetteurs industriels de GES, à proposer des éléments de gestion stratégique généralisables à une majorité d'émetteurs canadiens assujettis à des cibles de réduction d'émissions.

Les réductions d'émissions à l'interne devraient être à la base de toute stratégie visant à assurer la conformité d'une entreprise avec sa cible d'émission de GES. Pour ce faire, une évaluation constante des coûts marginaux de réduction, exprimés en dollars par tonne d'équivalent CO₂, permet de comparer les coûts des projets envisagés avec le prix du carbone sur le marché canadien. En réalisant les projets dont les coûts marginaux par tonne d'équivalent CO₂ évitée sont inférieurs au prix du carbone sur le marché, on arrive à minimiser les coûts de conformité d'une entreprise. La vente de crédits d'émission dégagés par des réductions excédentaires à la cible peut également permettre de diminuer encore plus les coûts de conformité, sinon de les transformer en profit.

L'échange de crédits d'émission sera, quant à lui, la pierre d'assise du système canadien de réduction des GES. Il aura comme principale fonction de dévoiler le prix du carbone à l'ensemble du public, permettant aux entreprises assujetties d'évaluer la rentabilité des projets de réductions internes qu'elles envisagent. De plus, l'offre de contrats à terme sur des unités d'émission d'équivalent CO₂ fournira aux industriels un outil de gestion du risque de fluctuation des prix du carbone. La livraison des crédits ainsi achetés sera garantie. Son utilisation sera indiquée lorsque le potentiel de réductions internes à bas prix sera épuisé et que les autres options de conformité n'offrent pas de prix concurrentiels.

Le mécanisme de crédits compensatoires offrira aux émetteurs industriels l'option de payer pour des réductions d'émission réalisées en dehors des secteurs économiques réglementés, et d'en obtenir des crédits d'émissions utilisables pour fins de conformité. Les risques associés à ce genre de projets pouvant être importants, il sera important de les mitiger en obtenant, par exemple, une garantie de livraison de crédits. On s'attend toutefois à ce que l'économie canadienne offre de nombreuses opportunités de réductions à bas prix, ce qui contribuera à une diminution des coûts globaux de l'atteinte des cibles de réduction d'émissions.

Le fonds technologique est un mécanisme de conformité temporaire, destiné à adoucir la transition vers une économie où une valeur est accordée au carbone. Les entreprises pourront obtenir des crédits d'émissions en cotisant à ce fonds. Un niveau maximal de cotisation est prévu et ira en décroissant avec les années, pour tomber à 0 en 2018. Le fonds technologique sera un incontournable pour les entreprises qui ne seront pas en mesure d'atteindre leur cible réglementaire à des prix suffisamment bas. En outre, aucun risque n'est associé à la participation au fonds technologique, puisque le prix des cotisations est connu d'avance et que la livraison des crédits est garantie par le gouvernement. Ces avantages ne doivent toutefois pas faire perdre de vue le fait qu'il ne s'agit pas nécessairement de la mesure la moins dispendieuse, ni qu'elle est appelée à disparaître.

Le Mécanisme pour un développement propre (MDP) est la seule option de conformité internationale autorisée par le plan fédéral. Un peu à la manière du système de crédits compensatoires, un émetteur industriel pourra obtenir des crédits d'émissions appelés Unités de réduction certifiée des émissions, ou URCE, par le biais de projets de réduction d'émissions ou de séquestration de carbone réalisés dans des pays en voie de développement. Ces derniers, en particulier la Chine, l'Inde et le Brésil, recèlent en effet de nombreuses opportunités de réduction d'émissions à très bas prix. Les risques associés à la réalisation de tels projets sont toutefois beaucoup plus importants que pour un projet réalisé au Canada. Il serait donc davantage indiqué, pour un émetteur industriel désireux de participer au MDP, d'acquiescer des URCE à livraison garantie. Malheureusement, ce type de produit subit une forte demande, notamment de la part des investisseurs européens, entraînant des prix élevés. Les crédits du MDP ne seront donc probablement pas concurrentiels avec les options de conformité canadiennes durant les premières années du système.

Enfin, le programme de crédits pour mesures d'action précoce est une mesure ponctuelle, destinée à reconnaître les réductions d'émissions effectuées par des émetteurs industriels canadiens entre 1992 et 2006. Pour les émetteurs ayant effectivement réduit l'intensité de leurs émissions durant cette période, ce programme est une chance unique d'obtenir des crédits d'émissions gratuitement. Il est donc tout à fait recommandé d'y participer le plus rapidement possible, d'autant que la date limite pour entrer dans le processus a été fixée au 27 juin 2008.

Les considérations brièvement exposées ci-haut permettent de dégager une constante : les émetteurs se dotant de stratégies de réductions d'émissions de GES optimales et bien adaptées à leur réalité seront ceux qui retireront le plus du système canadien de réduction des gaz à effet de serre. À l'inverse, ceux qui y failliront pourraient bien voir leur compétitivité affectée par de mauvais choix entraînant des dépenses excédentaires importantes, qui auraient pu être évitées. Ainsi, il sera dans l'intérêt de toutes les entreprises d'agir avec circonspection, pour maximiser les bénéfices que pourra générer chacun des mécanismes de conformité autorisés.

REMERCIEMENTS

Je désire remercier sincèrement toutes les personnes qui ont rendu possible la réalisation de cet ouvrage. Un merci plus particulier pour mon directeur d'essai, Monsieur Jean-Marie Bergeron, pour la confiance qu'il m'a témoignée, les encouragements et les conseils qu'il m'a prodigués et les nécessaires rappels à l'ordre qu'il m'a imposés. Un grand merci également à ma famille et à ma compagne Anne-Marie Bégin, pour leur indéfectible support. Je voudrais finalement exprimer ma plus grande gratitude à tout le personnel du Centre universitaire de formation en environnement et à l'ensemble des étudiants de la maîtrise en environnement, qui m'ont permis de vivre une expérience académique et humaine incomparable lors de mon passage à l'Université de Sherbrooke. Ces deux années resteront indélébiles.

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	1
1. MISE EN CONTEXTE	3
1.1 HISTORIQUE ET CADRE POLITIQUE ENTOURANT LES RÉDUCTIONS D'ÉMISSIONS DE GES AU CANADA ..	3
1.2 DÉFIS ET OPPORTUNITÉS POUR LES GRANDS ÉMETTEURS FINAUX DE GES CANADIENS	4
1.3 PORTRAIT DES GRANDS ÉMETTEURS DE GES QUÉBÉCOIS	5
2. LE PLAN CANADIEN SUR LES ÉMISSIONS INDUSTRIELLES DE GES	8
2.1 ANALYSE DU PLAN CANADIEN SUR LES ÉMISSIONS INDUSTRIELLES DE GES	8
2.1.1 Secteurs et entreprises assujettis	8
2.1.2 Cibles de réduction de GES	10
2.1.3 Mécanismes de conformité	14
2.2 INCERTITUDES ET CRITIQUES DU PLAN CANADIEN	20
2.2.1 Cibles de réduction	20
2.2.2 Fonds technologique	21
2.2.3 Crédits pour mesures hâtives	22
2.2.4 Autres incertitudes	22
3. ANALYSE DÉTAILLÉE DES OPTIONS DE CONFORMITÉ AUTORISÉES	24
3.1 RÉDUCTIONS INTERNES	24
3.1.1 Méthode d'identification des projets de réduction	24
3.1.2 Choisir ses opportunités de réduction : analyse de leur rentabilité	31
3.1.3 Facteurs influençant la rentabilité des projets de réduction	36
3.1.4 Conclusion	43
3.2 BOURSE DU CARBONE	45
3.2.1 Description détaillée	45
3.2.2 Le Marché climatique de Montréal	46
3.2.3 Facteurs de fluctuation des prix du carbone	50
3.2.4 Indicateurs de marché	58
3.3 SYSTÈME CANADIEN DE CRÉDITS COMPENSATOIRES	60
3.3.1 Description détaillée	60
3.3.2 Types de projets actuellement mis en œuvre	67
3.3.3 Secteurs prometteurs au Canada	73
3.3.4 Facteurs de fluctuation de la valeur des crédits compensatoires	76
3.4 MÉCANISME POUR UN DÉVELOPPEMENT PROPRE	80
3.4.1 Description détaillée	80
3.4.2 Types de projets actuellement mis en œuvre	87
3.4.3 Perspectives de développement	91
3.4.4 Facteurs de fluctuation de la valeur des crédits MDP	94
3.5 FONDS TECHNOLOGIQUE ET INVESTISSEMENTS CERTIFIÉS	101
3.5.1 Raison d'être du fonds technologique	101
3.5.2 Contributions et fonctionnement	102
3.5.3 Investissements certifiés au préalable	104
3.5.4 Autres fonds	105
3.6 CRÉDITS POUR MESURES D'ACTION PRÉCOCE	106
3.6.1 Admissibilité	106
3.6.2 Procédure à suivre	107
4. STRATÉGIES D'INVESTISSEMENT : OPPORTUNITÉS DU MARCHÉ CANADIEN DES GES	110
4.1 PORTRAIT D'UN GRAND ÉMETTEUR DE GES	110
4.2 ANALYSE DES MÉCANISMES DE CONFORMITÉ	111
4.2.1 Réductions internes	111
4.2.2 Crédits pour mesures d'action précoce	112

4.2.3 Fonds technologique	113
4.2.4 Bourse du carbone	114
4.2.5 Crédits compensatoires	115
4.2.6 Mécanisme pour un développement propre	117
4.3 STRATÉGIE D'INVESTISSEMENT	118
CONCLUSION	120
RÉFÉRENCES	122
BIBLIOGRAPHIE	132
ANNEXE 1	135
ANNEXE 2	141
ANNEXE 3	143
ANNEXE 4	145
ANNEXE 5	149
ANNEXE 6	151
ANNEXE 7	162

LISTE DES TABLEAUX ET FIGURES

Tableaux

Tableau 2. 1	Secteurs industriels assujettis au Plan canadien de réduction des émissions de GES.....	8
Tableau 2. 2	Seuils minimums d'imposition des cibles de réduction dans certains secteurs industriels.....	9
Tableau 3. 1	Nombre de projets et URE générées, selon la catégorie de projets d'AC	68
Tableau 3. 2	Projets de compensation réalisés au Canada avec le PPEREA.....	70
Tableau 3. 3	Transactions enregistrées de crédits sur les marchés volontaires en 2006, hors CCX, selon leur type et emplacement.....	73
Tableau 3. 4	Nombre de projets et URCE générées, selon la catégorie de projets MDP.....	90

Figures

Figure 3. 1	Amélioration de la performance d'une usine type due à des renouvellements de capital et à des réparations mineures, comparée à la performance d'une nouvelle usine à la fine pointe de la technologie.....	29
Figure 3. 2	Réduction du coût global d'épuration ou de dépollution.....	35
Figure 3. 3	Indicateurs d'intensité énergétique dans diverses régions de l'OCDE, en milliers de B.T.U. / 1 USD 2000	39
Figure 3. 4	Variation de la volatilité lors du lancement du EU-ETS	51
Figure 3. 5	Part de chacune des options de conformité dans les réductions attendues du Plan canadien	53
Figure 3. 6	Prix des émissions de GES industriels en vertu du Plan canadien	54
Figure 3. 7	Prix de l'énergie, 1980-2030, en USD 2005 par million de BTU	56
Figure 3. 8	Comparaison des coûts de production d'électricité en cents canadiens par kWh, selon la technologie utilisée	56
Figure 3. 9	Croissance des URE accumulées totales attendues en 2012.....	63
Figure 3. 10	Processus de création des crédits dans le système de crédits compensatoires du Canada.....	66
Figure 3. 11	Réduction des GES liés au gaz d'enfouissement, à l'agriculture et à la foresterie	74
Figure 3. 12	Distribution des projets MDP dans les grandes catégories de projets, selon leur nombre et la quantité d'URCE générées	88
Figure 3. 13	« Parts de marché » des projets MDP, selon leur catégorie et leur pays d'accueil.....	89
Figure 3. 14	Prix observés pour différents types d'actifs carbone, en 2005 et 2006	95
Figure 3. 15	Part des réductions d'émissions attendues du fonds technologique	102
Figure 3. 16	Taux et limites des cotisations au fonds technologique en dollars par tonne de CO ₂ e, 2010-2018.....	103

LISTE DES ACRONYMES, DES SYMBOLES ET DES SIGLES

AAU	<i>Assigned Amount Unit</i> (Unité de quantité attribuée)
AC	Application conjointe
AND	Autorité nationale désignée
B.T.U.	<i>British Thermal Unit</i> (Unité thermique britannique)
CCE	<i>Canadian Climate Exchange</i> (Marché climatique canadien)
CCNUCC	Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques
CCX	<i>Chicago Climate Exchange</i> (Marché climatique de Chicago)
CD4CDM	Capacity Development for the Clean Development Mechanism
CDCC	<i>Canadian Derivatives Compensation Corporation</i> (Corporation canadienne de compensation des produits dérivés)
CEMDP	Conseil exécutif du MDP
CH ₄	Méthane
CIBC	<i>Canadian Imperial Bank of Commerce</i> (Banque CIBC)
CmE	Coût marginal d'épuration
CO ₂	Dioxyde de carbone
CO ₂ e	Équivalent dioxyde de carbone
COP/MOP	<i>Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol</i> (Conférence des parties tenant lieu de rencontre des Parties au protocole de Kyoto)
CRCEA	Cadre réglementaire canadien sur les émissions atmosphériques
CSAC	Comité de supervision de l'application conjointe
CSC	Captage et stockage de carbone

DCF	<i>Discounted Cash Flow method</i> (Méthode de la valeur actualisée des flux de trésorerie)
EIA	Entité indépendante accréditée
EOD	Entité opérationnelle désignée
EUA	<i>European Union Allowance</i> (Permis d'émission de l'Union européenne)
EU-ETS	<i>European Union Emissions Trading Scheme</i> (Système d'échange d'émissions de l'Union européenne)
GEF	Grand émetteur final
GES	Gaz à effet de serre
GIEC	Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat
HFC	Hydrofluorocarbone
Kt	Kilotonne
LCPE	Loi canadienne de protection de l'environnement
MCeX	<i>Montreal Climate Exchange</i> (Marché climatique de Montréal)
MDP	Mécanisme pour un développement propre
N ₂ O	Protoxyde d'azote
NAP	<i>National Allocation Plan</i> (Plan d'allocation national)
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
ONG	Organisation non gouvernementale
PDD	<i>Project Design Document</i> (Document descriptif de projet)
PEREG	Projet pilote d'échange de réductions des émissions de gaz à effet de serre
PERT	Projet pilote d'échange des réductions d'émissions
PFC	Perfluorocarbone
PIB	Produit intérieur brut
PPEREA	Projet pilote d'élimination et de réduction des émissions et d'apprentissage
SF ₆	Hexafluorure de soufre

TSX	<i>Toronto Stock Exchange</i> (Bourse de Toronto)
URCE	Unité de réduction certifiée des émissions
URE	Unité de réduction d'émissions
USD	<i>United States Dollar</i> (Dollar américain)

INTRODUCTION

L'effet des activités humaines sur le climat mondial est aujourd'hui bien documenté, tout comme l'ampleur de l'effort collectif qui devra être consacré à la réduction de la concentration de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Cet effort, ce sont les pays développés qui ont choisi d'en porter la première part de responsabilité avec le protocole de Kyoto, auquel le Canada a adhéré en 1997 et qu'il a ratifié en 2002. Après bien des années de tergiversations et d'incertitude, un plan de réduction des émissions de gaz à effet de serre est enfin sur le point d'être intégré au système juridique canadien.

Les grandes lignes de ce plan ont été annoncées lors de la publication, en avril 2007, du *Cadre réglementaire canadien sur les émissions atmosphériques*. Tout récemment, en mars 2008, le *Cadre réglementaire sur les émissions industrielles de gaz à effet de serre* est venu en confirmer la portée et en préciser les détails d'application. À la lumière des informations contenues dans ces documents, les émetteurs industriels canadiens devront adapter leurs pratiques à une nouvelle réalité : à partir de 2010, les dommages causés à l'atmosphère par les rejets industriels de gaz à effet de serre auront un prix.

En effet, les grands émetteurs seront assujettis à des cibles de réductions de l'intensité de leurs émissions calculées à partir de 2006, cette dernière ayant été choisie comme année de référence. La première cible exécutoire a quant à elle été fixée en 2010, moment auquel l'ensemble des émetteurs se verront imposer une cible de réduction de l'intensité de leurs émissions de 18 % par rapport à 2006. Par la suite, l'intensité des émissions devra diminuer de 2 % par année jusqu'en 2020. On prévoit donc générer une diminution de 33 % de l'intensité des émissions canadiennes de GES et une réduction absolue des émissions d'environ 21 % par rapport à 2006.

Plusieurs moyens seront à la disposition des entreprises pour atteindre ces cibles de manière efficiente, à un coût global minimisé : réductions internes, crédits pour mesures d'action précoce, fonds technologique, marché du carbone, crédits compensatoires, Mécanisme pour un développement propre. L'utilisation optimale de chacune des

différentes options de conformité sera donc capitale pour les émetteurs, afin de maintenir et d'améliorer leur compétitivité par rapport aux autres entreprises assujetties.

C'est pourquoi le présent essai vise à proposer des éléments de gestion stratégique généralisables à une majorité d'émetteurs canadiens assujettis à des cibles de réduction d'émission. Pour ce faire, une brève mise en contexte situera le Plan canadien de réduction des émissions de GES dans les contextes politiques national et international lui ayant donné naissance. Les principaux émetteurs industriels québécois seront également présentés. Les grandes lignes des cadres réglementaires ayant été publiés à ce jour seront ensuite exposées, en se concentrant sur les modalités d'application des cibles de réduction et des mécanismes de conformité prévus.

La plus importante partie du travail sera consacrée à l'étude détaillée de chacune des options de conformité qui seront à la disposition des émetteurs industriels de GES. Les réductions internes, le marché du carbone, les crédits compensatoires, le Mécanisme pour un développement propre, le fonds technologique et le programme de crédits pour mesures d'action précoce seront décortiqués, mettant leurs rouages à jour pour identifier leurs avantages et inconvénients respectifs. Finalement, une analyse critique de chaque option de conformité sera réalisée, en adoptant le point de vue d'un grand émetteur industriel. Des éléments stratégiques fondamentaux seront ensuite proposés, à partir desquels une entreprise pourra bâtir une stratégie optimale de gestion de ses émissions de GES.

1. MISE EN CONTEXTE

Le Plan canadien de réduction des émissions industrielles de gaz à effet de serre est l'une des nombreuses conséquences de la prise de conscience mondiale de l'impact des activités humaines sur le climat. Par ailleurs, ce plan aura lui-même des conséquences importantes sur la société canadienne, et en particulier sur les grands émetteurs finaux de GES. L'historique de l'implication canadienne dans la lutte aux changements climatiques sera relaté, et un portrait général des principaux défis posés aux grands émetteurs sera présenté.

1.1 Historique et cadre politique entourant les réductions d'émissions de GES au Canada

Le thème des changements climatiques a fait son apparition sur l'échiquier politique international dès 1972, à la première *Conférence des Nations Unies sur l'environnement humain*. Plusieurs années plus tard, en 1992, le Canada signait la *Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques* (CCNUCC), en s'engageant à stabiliser ses émissions de GES au niveau de 1990 d'ici l'an 2000. Bien que la CCNUCC soit entrée en vigueur au Canada le 21 mars 1994, le Canada, comme bien des pays signataires, ne fut pas en mesure de respecter cet engagement volontaire. C'est pourquoi la communauté internationale opta pour un engagement coercitif avec le Protocole de Kyoto (Jackson 2007). Ce dernier fut adopté en 1997 et ratifié par le Canada en 2002 (UNFCCC 2007a).

Trois plans d'action sur les changements climatiques furent adoptés par le Canada avant le plan actuellement en vigueur. Le premier d'entre eux a été le *Plan d'action 2000 du gouvernement du Canada sur le changement climatique* (Gouvernement du Canada 2000). Il comprenait 45 mesures de réduction des émissions allant de la conclusion d'ententes volontaires avec les secteurs du transport aérien, maritime et routier, à la promotion du captage et du stockage du CO₂. Le *Plan du Canada sur les changements climatiques* (Gouvernement du Canada 2002) a quant à lui été adopté en 2002, et présentait une série d'autres mesures, dont le lancement du programme ÉnerGuide sur le rendement énergétique des maisons. Finalement, c'est en 2005 que fut publié *Aller de*

l'avant pour contrer les changements climatiques, un plan pour honorer notre engagement de Kyoto (Gouvernement du Canada 2005). Il s'agissait du plan final présenté par le gouvernement libéral, et était censé être celui qui permettrait au Canada de respecter l'engagement pris avec le protocole de Kyoto. Il comportait, entre autres, le plan du système de cibles de réductions devant s'appliquer aux GEF, son processus de mise en œuvre et l'énoncé des mécanismes de conformité devant être disponibles. Notons qu'aucun des plans mentionnés ci-dessus n'ont permis de réduire les émissions canadiennes, ni même de freiner leur croissance.

L'élection fédérale de janvier 2006 et le changement de gouvernement s'étant ensuivi ont toutefois bouleversé la manière avec laquelle le Canada considère la lutte aux changements climatiques. D'abord réfractaire à reconnaître l'importance de cet enjeu, le gouvernement conservateur céda sous la pression de l'opinion publique et présenta le 26 avril 2007 un plan intégré de lutte aux changements climatiques et à la pollution atmosphérique intitulé *Prendre le virage : Un plan d'action pour réduire les gaz à effet de serre et la pollution atmosphérique*. La pièce maîtresse de ce plan est le *Cadre réglementaire canadien sur les émissions atmosphériques* (CRCEA). D'autres mesures sont également prévues, soit la réglementation de la consommation en carburant des voitures et camions légers, des mesures d'efficacité énergétique pour les chaudières commerciales et les appareils électroménagers, l'interdiction des ampoules à incandescence et la mise en place du programme écoAUTO.

Finalement, le *Cadre réglementaire sur les émissions industrielles de gaz à effet de serre* a été publié en mars 2008. Il vient préciser les intentions du gouvernement en ce qui concerne le volet changements climatiques du CRCEA, notamment en ce qui concerne les modalités d'application des cibles et des mécanismes de conformité.

1.2 Défis et opportunités pour les grands émetteurs finaux de GES canadiens

Le principal défi des grands émetteurs finaux, ainsi que leur principal intérêt, est d'arriver à atteindre et si possible à dépasser les cibles fixées par le CRCEA au coût le plus faible possible. À ce sujet, certaines entreprises ont exprimé leurs inquiétudes

devant la Chambre de commerce canadienne, notamment en ce qui a trait aux coûts pouvant être occasionnés par des cibles de réduction contraignantes (Radio-Canada 2007).

D'autres préoccupations ont également été exprimées par la communauté d'affaires canadienne, craignant que les règlements découlant du CRCEA, s'ils sont mal modulés, ne nuisent à la compétitivité des entreprises canadiennes, notamment vis-à-vis des entreprises américaines oeuvrant dans les mêmes secteurs économiques (Conseil canadien des chefs d'entreprise 2007). En effet, comme la réduction des émissions de GES entraînera dans bien des cas des coûts, et non des bénéfices, les entreprises non assujetties à des cibles de réduction pourraient être en mesure d'offrir des produits similaires à moindre coût.

À l'inverse, les réductions d'émissions de GES annoncées par le CRCEA pourraient bien, à long terme, favoriser la compétitivité des entreprises canadiennes. En effet, dans la mesure où le système économique mondial réussit à opérer la transition vers une économie faible en carbone, des entreprises canadiennes assujetties à des obligations de réductions d'émissions seront alors en mesure de concurrencer leurs homologues sur un même pied d'égalité. De plus, l'attribution d'une valeur monétaire au CO₂ ouvre déjà toutes grandes les portes d'un marché international pouvant atteindre des dimensions titanesques (Stern 2006). Des entreprises canadiennes oeuvrent déjà dans le domaine des changements climatiques, notamment dans le domaine de la vente d'unités de réduction certifiées associées à des projets MDP ou d'application conjointe (Biothermica 2007, ÉcoRessources Consultants 2007). Dans ce contexte, il deviendra primordial, pour toute entreprise assujettie à des obligations de réduction d'intensité d'émissions, de concevoir des stratégies et politiques internes de gestion des émissions de GES visant à réduire ces dernières au moindre coût possible.

1.3 Portrait des grands émetteurs de GES québécois

Bien que les considérations exposées dans le présent essai puissent s'appliquer à l'ensemble des grands émetteurs canadiens, seul un portrait détaillé des industries

québécoises sera présenté. Par ailleurs, l'inventaire présenté ci-dessous est probablement appelé à changer : en effet, il est basé sur l'*Avis concernant la déclaration des gaz à effet de serre (GES) pour 2007* (Gazette du Canada 2007a), lequel est issu des programmes d'inventaires d'émetteurs mis sur pied par les gouvernements précédents, alors que le Plan canadien n'était pas encore paru. Or, l'*Avis concernant la déclaration de l'information sur les polluants atmosphériques, les gaz à effet de serre et d'autres substances pour l'année civile 2006*, paru en décembre 2007, laisse croire que les critères « d'éligibilité » aux cibles de réduction sont appelés à changer (Gazette du Canada 2007b). Les données qui en sont issues n'étaient toutefois pas encore disponibles en mai 2008.

Cinquante-deux installations industrielles québécoises ont déclaré leurs émissions de l'année 2006 à Environnement Canada en vertu de l'*Avis concernant la déclaration des gaz à effet de serre (GES) pour 2007* (Gazette du Canada 2007a). De ces cinquante-deux installations, quarante-cinq ont émis, cette année-là, 100 000 tonnes d'équivalent CO₂ ou plus, soit le seuil au-delà duquel la déclaration des émissions était obligatoire en vertu de la LCPE cette année-là. Trois installations ont émis entre 90 000 et 100 000 tonnes d'équivalent CO₂, et quatre ont émis 60 000 tonnes et moins (Environnement Canada 2008a).

Comme le démontre le tableau complet des installations québécoises joint en Annexe 1, les émissions québécoises proviennent de plusieurs secteurs industriels. C'est le secteur de l'aluminium, avec des émissions de 7 840 528,32 tonnes de CO₂e provenant de 12 installations industrielles, qui représente l'émetteur le plus important au Québec. Le secteur du raffinage de produits pétroliers suit, avec 4 037 091,57 tonnes de CO₂e, émises par trois raffineries. Le secteur des mines et de la métallurgie est le troisième en importance, avec des émissions combinées de 3 699 740,67 tonnes provenant de 10 installations. On compte également trois cimenteries émettant un total de 2 480 820 tonnes de CO₂e et 9 usines de pâtes et papiers dont les émissions combinées sont de 1 187 236,11 tonnes de CO₂e. Les autres secteurs fortement émetteurs sont, dans l'ordre, la production de chaux (870 700,04 tonnes), la production d'électricité (826 547,82

tonnes), la pétrochimie (700 572,38 tonnes), la chimie (354 440 tonnes), un site d'enfouissement émettant 208 775 tonnes de CO₂e et une usine de verre plat, émettant 100 271 tonnes de CO₂e (Environnement Canada 2008a).

Les entreprises propriétaires des installations émettrices sont les suivantes (par secteur, et en ordre d'importance des émissions) :

- production d'aluminium : Alcan, Alcoa, Aluminerie Alouette (détenue à 40 % par Alcan);
- raffinage de produits pétroliers : Petro-Canada, Shell Canada, Ultramar;
- mines et métallurgie : Compagnie minière Québec-Cartier, Mines Wabush, Mittal Canada, Norsk Hydro Canada, KRONOS Canada, XStrata Nickel - mine Raglan;
- cimenteries : Ciment Québec, Ciment Saint-Laurent, Lafarge Canada;
- pâtes et papiers : Abitibi-Bowater, Smurfit-Stone, Kruger, FPS Canada, SFK Pâte;
- production de chaux : Graymont;
- production d'électricité : TransCanada Energy, Boralex Énergie, Hydro-Québec;
- pétrochimie : Pétromont, Chimie ParaChem, Interquisa Canada;
- chimie : PCI Chimie, Silicium Bécancour;
- site d'enfouissement : Waste Management of Canada (LET de Ste-Sophie);
- production de verre plat : AFG Industries (Environnement Canada 2008a).

2. LE PLAN CANADIEN SUR LES ÉMISSIONS INDUSTRIELLES DE GES

Le gouvernement fédéral a présenté, avec le *Cadre réglementaire canadien sur les émissions atmosphériques* (CRCEA) d'avril 2007 et le *Cadre réglementaire sur les émissions industrielles de gaz à effet de serre* (CREIGES) de mars 2008, un plan détaillé de ses intentions en ce qui a trait à la mise en œuvre d'un système canadien de réduction des émissions de GES. Les grandes lignes de ce plan seront décrites dans ce chapitre. Les dispositions de chacun des cadres réglementaires seront identifiées dans le présent chapitre mais notons que, pour les fins des autres chapitres du présent essai, les dispositions de chacun des deux cadres réglementaires seront présentées de manière indistincte, en référant simplement au « Plan canadien ».

2.1 Analyse du Plan canadien sur les émissions industrielles de GES

Le Plan canadien annonce la mise en place de cibles de réduction d'intensité des émissions pour les grands émetteurs de GES, de même qu'une série de mécanismes de conformité. Les cibles de réduction d'intensité sont exprimées en tant que réductions par rapport aux niveaux de 2006, et seront mises en œuvre en 2010. Ce sont ces deux principaux sujets qui seront détaillés dans les sections qui suivent.

2.1.1 Secteurs et entreprises assujettis

Les cibles de réduction des émissions seront appliquées à quinze secteurs industriels, énumérés au Tableau 2.1 :

Tableau 2. 1 – Secteurs industriels assujettis au Plan canadien de réduction des émissions de GES. Compilation d'après Gouvernement du Canada (2008, p. 2).

1.	Alumine et aluminium
2.	Fusion des métaux communs
3.	Ciment
4.	Fabrication de produits chimiques
5.	Électricité
6.	Fer, acier et fusion d'ilménite
7.	Boulettes de minerai de fer

8.	Chaux
9.	Transport, distribution et stockage du gaz naturel
10.	Sables bitumineux
11.	Terminaux de produits pétroliers
12.	Raffinage du pétrole
13.	Potasse
14.	Pâtes et papiers
15.	Pétrole et gaz en amont

Toutes les installations de chacun de ces secteurs ne seront pas assujetties à des cibles de réduction. En effet, certains secteurs industriels comprennent une multitude de petites et très petites installations qui contribuent très peu à l'ensemble des émissions sectorielles. De plus, en raison de leur petite taille et de leurs ressources limitées, il serait déraisonnable de leur imposer le fardeau administratif que représentera la conformité avec les cibles de réduction du Plan canadien. C'est pourquoi des seuils minimums d'assujettissement ont été fixés pour certains secteurs (Gouvernement du Canada 2008). Ces seuils sont énumérés dans le Tableau 2.2.

Tableau 2. 2 – Seuils minimums d'imposition des cibles de réduction dans certains secteurs industriels. Tiré de Gouvernement du Canada (2008, p. 8).

SECTEUR	SEUIL
Produits chimiques	50 kt d'émissions d'équivalent-CO ₂
Engrais (azotés)	50 kt d'émissions d'équivalent-CO ₂
Gazoducs	50 kt d'émissions d'équivalent-CO ₂
Industrie pétrolière et gazière en amont	3 kt d'émissions d'équivalent-CO ₂ par installation et 10 000 barils d'équivalent de pétrole par jour pour chaque entreprise
Électricité	10 MW

Notons qu'en date du 12 mai 2008, aucune liste complète des installations assujetties n'était encore disponible. Ces informations le deviendront probablement sous peu, puisque l'*Avis concernant la déclaration de l'information sur les polluants atmosphériques, les gaz à effet de serre et d'autres substances pour l'année civile 2006*,

publié dans le cadre du plan fédéral en décembre 2007, impose aux entreprises oeuvrant dans l'un des quinze secteurs énumérés au Tableau 2.1 de divulguer toute l'information pertinente sur leurs niveaux d'émission de GES et de polluants atmosphériques, de même que sur leur niveau de production industrielle. La date limite pour soumettre ces informations a été fixée au 31 mai 2008, 15h00 (Gazette du Canada 2007a). Il est donc très probable que d'ici la fin de l'année 2008, un portrait complet des installations et entreprises assujetties à des cibles de réduction d'émissions au Canada sera disponible. De même, l'information obtenue par Environnement Canada en vertu de l'avis précité lui permettra de publier prochainement les niveaux d'émissions de 2006 pour chaque installation assujettie, niveaux à partir desquels les cibles de réduction seront calculées.

2.1.2 Cibles de réduction de GES

Les cibles de réduction de GES prévues au Plan canadien se divisent en deux catégories : celles qui seront applicables aux installations industrielles existantes et celles qui s'appliqueront aux nouvelles installations, dont la mise en service est survenue au plus tôt en 2004. De plus, l'application des cibles se fera de manière différenciée selon le secteur industriel concerné.

Installations existantes

Pour les installations existantes, chaque secteur industriel réglementé devra réduire l'intensité de ses émissions de 6 % par année de 2007 à 2010, par rapport au niveau de 2006. C'est donc dire que, au début de l'année 2010, moment de la mise en oeuvre des premières cibles, chaque secteur devra avoir réduit l'intensité de leurs émissions de 18 % par rapport au niveau de 2006. Pour les années subséquentes, et ce jusqu'en 2020, on visera une amélioration annuelle de 2 % à l'intensité des émissions (Gouvernement du Canada 2007).

Il y aura trois manières d'appliquer ces cibles pour les installations existantes : à l'échelon des installations, à l'échelon de l'entreprise ou à l'échelon du secteur. Lorsque les cibles seront appliquées à l'échelle de l'installation, chaque installation se verra imposer les cibles décrites ci-haut par rapport à ses propres niveaux d'émissions de 2006.

Les cibles seront appliquées de cette manière dans les secteurs où des facteurs indépendants de la volonté des exploitants influent sur leurs émissions de GES, et dans les secteurs se caractérisant par une structure complexe et diversifiée des installations. Les secteurs où chaque installation sera assujettie à sa propre cible de réduction d'intensité sont : bouletage de minerai de fer, potasse, fonte des métaux communs, produits chimiques, engrais, fer et acier, ilménite (titane), sables bitumineux, raffinage du pétrole, gazoducs, pétrole et gaz en amont (Gouvernement du Canada 2008).

Lorsque les cibles seront appliquées à l'échelon d'un secteur, toutes les entreprises d'un même secteur industriel se verront attribuer leur cible par rapport à l'intensité d'émissions moyenne de leur secteur en 2006. Les secteurs visés sont ceux qui se caractérisent par des structures plus homogènes et moins complexes de leurs installations : chaux, pâtes et papiers, aluminium-alumine, ciment (Gouvernement du Canada 2008). Notons qu'une bonne proportion des émetteurs québécois se retrouvent dans ces catégories.

Finalement, les cibles seront attribuées à l'échelon de l'entreprise pour le secteur de l'électricité. Chaque entreprise de ce secteur se verra donc assigner sa cible par rapport à l'intensité d'émissions moyennes en 2006 de toutes les installations dont elle est propriétaire. Cela fournira un puissant incitatif à l'investissement dans les technologies peu ou pas émettrices : les entreprises pourront en effet diminuer significativement leur moyenne d'émissions en remplaçant des centrales fortement émettrices de GES par des installations à émissions nulles ou réduites (éoliennes, hydro, nucléaire) (Gouvernement du Canada 2008).

Nouvelles installations

Les nouvelles installations sont définies comme celles dont la première année d'opération est 2004 ou une année ultérieure. Elles comprendront également les expansions et transformations importantes apportées à des installations existantes à partir de 2004. Notons que seule la partie augmentée ou transformée d'une installation sera considérée nouvelle, à moins que la nature intégrée de l'installation n'exige que l'installation soit

considérée nouvelle dans son intégralité. Les expansions et transformations importantes sont décrites comme suit :

- expansion importante : augmentation de 25 % ou plus de la capacité physique d'une installation existante;
- transformation importante : a lieu lorsque de modifications significatives sont apportées au processus de production (Gouvernement du Canada 2008).

De par leur nouveauté, les nouvelles installations n'ont pas d'historique d'émissions bien établi. Cette situation rendant la définition d'une cible initiale de réduction d'intensité d'émissions difficile, le Plan canadien propose une autre manière de calculer leur cible de réduction initiale. Elles bénéficieraient ainsi d'une période de grâce de trois ans, ce qui leur permettra de parvenir à des niveaux d'exploitation normaux. À la fin de cette période, leur cible initiale de réduction de l'intensité des émissions de GES serait fondée sur une « norme de combustible propre ». Elles seraient ensuite tenues de réduire l'intensité de leurs émissions de 2 % par année, et ce jusqu'en 2020 (Gouvernement du Canada 2007).

Ainsi, pour les nouvelles installations, les cibles de réduction commenceront à s'appliquer à partir de la quatrième année d'activité, et ce même si cette dernière est antérieure à 2010. Par exemple, une installation ayant débuté ses activités en 2004 commencera à cumuler une cible en 2007, basée sur sa performance relative à l'intensité des émissions en 2006 et l'application d'une norme de combustible propre (Gouvernement du Canada 2007).

Les normes de combustible propre seront spécifiques à chaque secteur, et restent à définir avec précision. Des critères de définition généraux ont toutefois été élaborés dans le CREIGES. Ainsi pour les secteurs où le choix du combustible influe significativement sur les niveaux d'émissions, une norme explicite sera adoptée, de manière à garantir la diminution constante des émissions sectorielles. On vise ici les secteurs de la potasse des gazoducs, du pétrole et gaz en amont, des sables bitumineux et de l'électricité. Pour le secteur de l'électricité, une norme différente s'appliquera pour chaque combustible.

Elles équivaldront au rendement d'une centrale thermique supercritique pour la production d'électricité à partir du charbon, à une turbine à gaz à cycle combiné pour la production d'électricité à partir du gaz naturel, et à une turbine à gaz fonctionnant au mazout pour la production d'électricité à partir de mazout. Dans les autres secteurs, la norme de combustible propre sera basée sur le gaz naturel (Gouvernement du Canada 2008).

Dans les secteurs où le captage et le stockage du carbone représentent une solution viable pour réduire les émissions de GES, la norme de combustible propre ne s'appliquera pas avant 2018 si et seulement si la nouvelle installation a été construite pour capter et stocker le carbone. Par contre, la cible annuelle d'amélioration continue de 2 % par année continuerait de s'appliquer. Les secteurs visés ici sont les sables bitumineux, la production d'électricité, le raffinage du pétrole, les produits chimiques et la production d'engrais. Par ailleurs, les nouvelles installations des secteurs des sables bitumineux et de l'électricité en exploitation à partir de 2012 ou ultérieurement se verront imposer une norme équivalente au captage et stockage du carbone à partir de 2018 (Gouvernement du Canada 2008).

Dans les autres secteurs industriels, le choix de combustible a une moins grande influence sur l'intensité des émissions. On utilisera donc une approche relative à la moyenne par secteur pour le bouletage de minerai de fer, la chaux, le fer et l'acier, le titane, les pâtes et papiers, l'aluminium-alumine et le ciment. Dans ces secteurs, la cible pour une nouvelle installation sera calculée comme la cible de cette année-là pour les installations existantes du secteur. Pour le secteur des fonderies de métaux communs, on adoptera une approche propre à chaque installation. On calculera donc la cible d'une nouvelle installation à sa quatrième année d'opération comme une réduction de 2 % de l'intensité de ses émissions à sa troisième année (Gouvernement du Canada 2008).

Émissions liées à des procédés fixes

Seules les émissions non liées à des procédés fixes seront réglementées. Les émissions liées à des procédés fixes sont « des émissions qui sont liées à la production et pour

lesquelles il n'existe aucune autre technologie capable de les réduire. La seule façon de réduire ces émissions serait de réduire la production » (Gouvernement du Canada 2007). Les installations dont la production comprend des procédés fixes pourront donc soustraire les émissions qui y sont associées des calculs servant à définir leurs cibles d'émission. Notons toutefois que « les processus qui sont actuellement considérés comme fixes ne le seront pas forcément dans l'avenir si des technologies ou des procédés capables de réduire ou de capter et stocker les émissions sont mises au point » (Gouvernement du Canada 2007). La définition des procédés fixes a été précisée par le CREIGES et sera ensuite définie par règlement (Gouvernement du Canada 2008).

2.1.3 Mécanismes de conformité

Les projections gouvernementales prévoient que les cibles de réduction prévues par le Plan canadien produiront des réductions absolues de l'intensité des émissions au plus tôt en 2010 et au plus tard en 2012, et ce même en tenant compte de la croissance économique. On prévoit générer une diminution de 33 % de l'intensité des émissions canadiennes de GES et une réduction absolue des émissions d'environ 21 % par rapport à 2006 (Gouvernement du Canada 2008). Notons toutefois que ces projections sont contestées par certains groupes écologistes (Pembina 2007).

Suffisamment ambitieuses ou non, les cibles de réduction d'intensité d'émissions proposées au Plan canadien seraient susceptibles d'avoir un effet négatif considérable sur l'économie canadienne s'il était impossible de les appliquer avec une certaine flexibilité. C'est là l'objectif des mécanismes de conformité qui seront décrits dans la présente section. Notons que les descriptions qui suivent demeurent très sommaires puisqu'une analyse poussée de chaque mécanisme de conformité sera effectuée au chapitre trois.

Bourse d'échange de crédits d'émission

Un système d'échange de droits d'émission à l'échelle des entreprises sera la composante centrale des mécanismes de conformité. Il sera mis sur pied par le secteur privé et aucune limitation d'accès ne sera imposée aux entreprises qui souhaiteront l'utiliser (Gouvernement du Canada 2007).

Le système national d'échange de droits d'émission sera fondé sur des niveaux de référence et des crédits d'émission, que les entreprises pourront échanger entre elles. Le niveau de référence de chaque entreprise sera sa cible pour l'intensité de ses émissions. Le nombre de crédits qu'une entreprise pourra vendre ou devra acheter, selon son niveau d'atteinte de sa cible d'intensité d'émissions, sera calculé selon la formule suivante :

A = niveau de référence

B = intensité des émissions produites

C = nombre d'unités de production pour la période concernée

D = nombre de crédits octroyés

$$(A - B) \times C = D$$

Exemple 1 : Une installation a un niveau de référence fixé à 5,0 kt de CO₂e par tonne de produit fabriqué (A). L'intensité des émissions produites est de 4,5 kt de CO₂e par tonne de produit fabriqué (B). Elle produit 1000 tonnes d'un produit donné :

$$(5 - 4,5) \times 1000 = 500 \text{ crédits octroyés}$$

Exemple 2 : Une installation a un niveau de référence fixé à 5,0 kt de CO₂e par tonne de produit fabriqué (A). L'intensité de ses émissions est de 5,3 kt de CO₂e par tonne de produit fabriqué (B). Elle produit 1000 tonnes dudit produit :

$$(5 - 5,3) \times 1000 = -360 \text{ crédits}$$

Dans le cas de l'exemple 1, l'installation aurait pu vendre les crédits qu'elle se serait vu remettre par le gouvernement, ou les garder en banque, comme sécurité pour les périodes de conformité ultérieures. L'installation de l'exemple 2, elle, devrait acheter des crédits d'une autre entreprise sur le marché du carbone, ou bien utiliser ceux qu'elle pourrait avoir engrangé durant une période de conformité antérieure (Gouvernement du Canada 2007).

Système national de crédits compensatoires

Second en importance dans le système d'échange de droits d'émissions envisagé par le Plan canadien, le système national de compensation permettra à des entreprises oeuvrant dans d'autres secteurs que ceux qui sont assujettis à des réductions d'émissions, de réduire leurs émissions et de participer au marché du carbone. Par exemple, des entreprises oeuvrant dans les secteurs de la foresterie ou de l'agriculture pourraient proposer aux grands émetteurs des crédits compensatoires provenant de réductions d'émissions vérifiées réalisées dans le cours de leurs activités. Comme la bourse du carbone, le système de crédits compensatoires ne sera soumis à aucune limite d'accès (Gouvernement du Canada 2007).

Les réductions d'émissions auront donc lieu en dehors des activités réglementées, par le biais de projets de réduction ne pouvant être tenus qu'à l'intérieur du Canada seulement. Des crédits compensatoires seront attribués pour les réductions de gaz à effet de serre qui seront réelles, additionnelles, vérifiables et uniques. Le critère d'additionnalité comporte plusieurs éléments :

- les réductions ou suppressions doivent aller au-delà d'un niveau de référence;
- elles doivent être excédentaires à l'ensemble des exigences juridiques fédérales, provinciales et territoriales, incluant celles du futur règlement sur les émissions atmosphériques;
- elles doivent être au-delà de ce qui est attendu d'autres mesures incitatives des gouvernements provinciaux et territoriaux ou du gouvernement fédéral relatives aux changements climatiques;
- sont seuls admissibles les projets ayant commencé à produire des réductions d'émissions après le 1^{er} janvier 2000;
- seules les réductions ou les suppressions réalisées après le 1^{er} janvier 2008 peuvent donner lieu à une attribution de crédits (Gouvernement du Canada 2008).

Un crédit compensatoire représentera une tonne de réduction ou suppression vérifiée de GES réalisée dans un projet donné, mesurée en CO₂e. En effet, les crédits compensatoires seront émis pour les activités pour lesquelles les réductions d'émissions

seront quantifiées et vérifiées avec exactitude et à un coût raisonnable. Ils seront reconnus dans les règlements comme étant échangeables, et les installations réglementées pourront les utiliser pour s'acquitter de leurs obligations (Gouvernement du Canada 2007, Environnement Canada 2008b).

Pour diminuer les coûts de participation, des méthodes de quantification préapprouvées seront proposées, et le regroupement de petits projets sera encouragé. Le secteur privé jouera un rôle important dans le système, y compris dans la vérification des réductions d'émissions atteintes par projet et le développement d'une infrastructure et des services nécessaires à l'échange de crédits (Gouvernement du Canada 2008, Environnement Canada 2008b).

Notons que le système de droits compensatoires démarrera avant l'entrée en vigueur des règlements, afin de laisser suffisamment de temps aux projets pour atteindre des réductions d'émissions (Environnement Canada 2008b).

Mécanisme pour un développement propre

Le Plan canadien prévoit accorder aux installations assujetties un accès restreint aux mécanismes de développement propre du protocole de Kyoto. La fragmentation et le stade embryonnaire du marché international du carbone sont invoqués pour justifier une limite d'accès de 10 % de la cible de réduction d'intensité totale. Les entreprises assujetties pourront donc utiliser des Unités de réduction certifiées des émissions, ou URCE, pour atteindre jusqu'à 10 % de leur cible de réduction (Gouvernement du Canada 2007). Deux types d'URCE, toutefois, ne seront pas reconnues au Canada : celles provenant de projets de destruction de HFC-23, pour l'incitatif à la construction de nouvelles usines de HCFC-22 qu'ils représentent, et ceux provenant de projets de foresterie (Gouvernement du Canada 2008).

Fonds technologique

La création d'un marché du carbone au Canada soulève de nombreuses incertitudes, et au premier chef celle que les crédits d'émissions disponibles sur le marché soient en

quantité insuffisante, ou aient un coût trop élevé (Réseau-Environnement 2007). C'est pourquoi le Fonds technologique pour lutter contre les changements climatiques est considéré comme l'un des outils les plus importants pour la mise en œuvre à court terme du Plan canadien (Gouvernement du Canada 2008).

Le Fonds sera donc une entité indépendante et sans but lucratif, administrée par représentants de l'industrie, des gouvernements fédéral et provinciaux, et des experts du domaine des technologies relatives au CO₂. Son but sera de promouvoir le développement, le déploiement et la diffusion des technologies de réduction des émissions de GES dans le secteur industriel. Les installations réglementées pourront, pendant un certain nombre d'années, cotiser au Fonds au lieu de réduire l'intensité de leurs émissions ou d'acheter des crédits d'émission sur le marché du carbone (Gouvernement du Canada 2007).

Son administration sera basée sur deux grands principes, soit l'absence de contrôle gouvernemental et l'interdiction des transferts interrégionaux de la richesse. Il servira à financer des mesures ayant une forte probabilité de réduire à court terme les émissions de GES, soit principalement la mise en œuvre de technologies et de projets d'infrastructure connexes. Une fois que les technologies auxquelles il aura contribué seront déployées, le Fonds s'appropriera les réductions d'émission qu'elles produiront, jusqu'à concurrence de son investissement. Le gouvernement a déjà affiché son intérêt pour les technologies de captage et stockage de CO₂ (Gouvernement du Canada 2007).

Les contributions au fonds seraient à la hauteur de 15\$ par tonne d'équivalent CO₂ de 2010 à 2012, 20\$ par tonne en 2013, puis le prix augmenterait chaque année en fonction de la croissance du PIB nominal. La contribution au Fonds serait limitée à 70 % de l'obligation réglementaire totale en 2010, 65 % en 2011, 60 % en 2012, 55 % en 2013, 50 % en 2014, 40 % en 2015, 10 % en 2016 et 2017, et finalement 0 % en 2018 (Gouvernement du Canada 2007).

Une alternative au Fonds technologique sera les investissements certifiés au préalable. Une entreprise pourra donc obtenir des crédits de conformité pour des investissements qu'elle réalisera à l'interne, dans le but de déployer des technologies de réduction d'émissions. Les entreprises assujetties y auront accès dans la même mesure que les crédits du fonds technologique, et les cotisations maximales seront les mêmes. Une exception à ce dernier principe s'appliquera aux investissements certifiés au préalable dans des projets de captage et stockage de carbone. Les entreprises des secteurs des sables bitumineux, de l'électricité, des produits chimiques, de l'engrais et du raffinage du pétrole investissant dans de tels projets certifiés pourront obtenir des crédits de conformité pour 100 % de leur obligation réglementaire, et ce jusqu'en 2018 (Gouvernement du Canada 2008).

Crédits pour mesures d'action précoce

De nombreuses entreprises au Canada ont déjà entrepris des mesures de réduction de leurs émissions de GES. Ces efforts sont reconnus par le Plan canadien, qui prévoit l'attribution ponctuelle de crédits aux entreprises visées par les règlements proposés ayant pris des mesures confirmées d'action précoce pour réduire leurs émissions de GES entre 1992 et 2006. Notons toutefois qu'on prévoit ainsi accorder un maximum de 15 Mt pour l'ensemble du Canada, et 5 Mt maximum pour une année donnée (Environnement Canada 2008c).

Les entreprises souhaitant se prévaloir de crédits pour mesures d'action précoce soumettront, une seule fois, des preuves des améliorations de leurs procédés ou installations ayant contribué à une réduction graduelle des émissions de GES dans le délai spécifié. Les activités de réduction devront répondre à des critères d'admissibilité et les preuves de réduction des émissions devront être vérifiées. Une fois toutes les demandes reçues, les crédits en réserve seraient attribués à tous les candidats qualifiés, de façon proportionnelle (Environnement Canada 2008c).

Échéancier

Les règlements mettant en œuvre les différentes composantes du plan de réduction des émissions de GES sont présentement en cours d'élaboration et, selon l'échéancier prévu, seront publiés dans la Partie I de la Gazette du Canada à compter de l'automne 2008, pour consultation (Gouvernement du Canada 2008, Gosselin 2007). La version finale du règlement sur les émissions de gaz à effet de serre industrielles devrait être approuvée et publiée à la Partie II de la Gazette du Canada II pour l'automne 2009, avec les dispositions relatives aux GES entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2010 (Gouvernement du Canada 2008). Il est également prévu que le système dans son ensemble fasse l'objet d'une révision réglementaire à tous les 5 ans. La première de ces révisions est prévue pour 2012 (Gouvernement du Canada 2007).

2.2 Incertitudes et critiques du Plan canadien

Le système canadien de gestion des émissions de GES est encore au stade embryonnaire. Bien que les deux cadres réglementaires et les quelques documents d'information en énoncent les grandes lignes, souvent avec une assez grande précision, l'absence de réglementation empêche de tirer des conclusions précises sur plusieurs éléments clés. Cette section s'attachera à présenter les principales critiques ayant été adressées au Cadre réglementaire canadien et des principales incertitudes qui y sont reliées.

Par ailleurs, il est clair que ces incertitudes imposent certaines limites de précision au présent essai. Il importe donc de garder en mémoire que l'objectif poursuivi dans la présente démarche n'est pas de proposer un guide précis d'application de la réglementation relative aux GES mais bien d'exposer les grands enjeux et critères qui seront à considérer lorsque viendra le temps, pour une installation assujettie, de réduire l'intensité de ses émissions.

2.2.1 Cibles de réduction

En général, l'industrie se dit satisfaite de la rigueur, de la structure et du réalisme des cibles (elles sont réalisables si les options de conformité ne sont pas trop restreintes). Certaines provinces et ONG critiquent toutefois leur manque de rigueur et d'ambition,

et/ou préféreraient l'adoption d'une approche de gestion différente, soit la mise en place d'un programme de plafond et d'échanges (Pembina Institute 2007). Par exemple, Réseau-Environnement propose la mise en place d'un système *Cap and Trade* dès la prochaine révision du système réglementaire, en 2012, dans le but de garantir la qualité des crédits issus de ces réductions et de faciliter l'intégration aux marchés internationaux du carbone (Réseau-Environnement 2007).

Certains porte-voix du secteur industriel québécois ont fait valoir que le choix de cibles d'intensité minimise l'effort de réduction des entreprises québécoises qui réduisent leurs émissions depuis les années 90, tout en désavantageant carrément l'industrie québécoise quand viendra le temps de réduire encore l'intensité de ses émissions. De plus, les grands émetteurs industriels québécois ayant réduit leurs émissions de 10 % de 1990 à 2003, le choix de 2006 comme année de référence rend encore plus difficile toute réduction de l'intensité des émissions pour les émetteurs qui ont déjà réduit de façon importante leurs émissions par rapport au niveau de 1990 (Dagicour 2007).

2.2.2 Fonds technologique

Peut-être la question portant le plus à controverse, le fonds suscite des opinions divergentes. L'industrie est préoccupée par les contraintes relatives à l'investissement et l'échéancier. D'autres, par contre, craignent que le fonds n'interfère dans l'échange de crédits d'émissions et augmente de beaucoup la période nécessaire à l'établissement d'un marché du carbone fort au Canada (Gosselin 2007).

Il fut ainsi recommandé lors des consultations ayant suivi la publication du CRCEA que le taux de participation au Fonds technologique et le prix à la tonne de CO₂e offert par le Fonds soient modulés en fonction de la disponibilité (quantité et prix) des crédits d'émission sur le marché canadien. En cas de forte disponibilité des crédits, la contribution autorisée au Fonds pourrait être réduite (Réseau-Environnement 2007). Cette recommandation n'a pas été retenue dans le CREIGES.

Il subsiste également une inquiétude quant à l'étendue des technologies pouvant être financées par le fonds, cette question n'étant pas très développée dans le Plan canadien. Il importe que cette dernière demeure la plus large possible, pour favoriser le développement optimal des technologies contribuant à la décarbonisation de notre économie (Réseau-Environnement 2007).

2.2.3 Crédits pour mesures hâtives

Les participants aux consultations ont fait savoir au gouvernement, de manière presque unanime, que l'attribution de crédits pour 15 Mt de mesures hâtives pour l'ensemble du Canada, est insuffisante. Par ailleurs, il est également ressorti que les critères d'attribution actuellement prévus pour les crédits de mesures hâtives sont trop restrictifs (Gosselin 2007). Cette recommandation n'a pas non plus été retenue lors de la rédaction du CREIGES. Le plafond demeurera donc à 15 Mt.

Tel qu'exposé en 2.2.1, l'industrie québécoise est particulièrement désavantagée par cette mesure, elle qui a réduit ses émissions de manière considérable depuis 1990. Par ailleurs, la vérification et la quantification des réductions effectuées dans les années 1990 risque d'être une opération fastidieuse, étant donné la faible performance des inventaires en place à l'époque (Dagicour 2007).

2.2.4 Autres incertitudes

La principale incertitude liée au Plan canadien et au système canadien de gestion des émissions de GES en général est bien entendu liée à l'instabilité politique qui prévaut actuellement au gouvernement fédéral. En effet, bien que le gouvernement actuel semble prendre très au sérieux la mise en application rapide de son plan (Gosselin 2007), son statut de gouvernement minoritaire pose le risque permanent de replonger le Canada en élections. En cas de changement de gouvernement, nul ne sait ce qu'il adviendra du plan actuellement mis en œuvre. C'est pourquoi il est d'une importance capitale qu'une réelle continuité et clarté réglementaire naisse du processus en cours, afin d'assurer une pleine participation du secteur privé à l'effort de réduction. Il est donc impératif que les échéanciers énoncés dans Plan canadien soient respectés, que tous les règlements prévus

soient publiés dans Gazette du Canada dès l'automne 2008 et que la majorité d'entre eux soit adoptée avant prochaines élections fédérales (Réseau-Environnement 2007).

3. ANALYSE DÉTAILLÉE DES OPTIONS DE CONFORMITÉ AUTORISÉES

Le Plan canadien est construit de manière à offrir la plus grande flexibilité possible aux grands émetteurs quant aux moyens qu'ils prendront pour atteindre leurs cibles de réduction d'intensité de leurs émissions. Quatre catégories de moyens leur sont offertes pour leur permettre d'atteindre ces cibles au moindre coût, en tenant compte de leurs réalités économiques propres : les réductions internes, la participation au marché du carbone, la contribution au Fonds technologique et la réalisation de projets MDP. La présente section vise à examiner en détails ces différentes options, afin de dégager les facteurs qui rendront leur utilisation opportune. Notons que pour les fins du présent essai, l'étude du marché du carbone sera scindée : la bourse du carbone et les crédits compensatoires seront analysés séparément.

3.1 Réductions internes

Pour un émetteur de GES, la réduction de l'intensité de ses émissions devrait toujours être la première option considérée (Pew Center 2006). En effet, les réductions internes permettent d'investir dans ses propres installations et de profiter du gain de productivité et de l'élimination des déchets associés à un tel investissement dans les réductions d'émissions et la modernisation (Gouvernement du Canada 2005). Contrairement à l'achat de crédits d'émissions ou la participation au Fonds technologique, la réduction de l'intensité des émissions n'est donc pas qu'une dépense et peut rapidement devenir rentable (Marineau 2007). Comme pour tout projet d'investissement, toutefois, la diminution de l'intensité des émissions d'une installation industrielle doit être précisément planifiée, et sa rentabilité soigneusement calculée. La présente section exposera donc un guide d'identification des projets de réduction d'émissions potentiels, des méthodes d'évaluation de leur rentabilité ainsi que les principaux facteurs influençant cette dernière.

3.1.1 Méthode d'identification des projets de réduction

Sources d'émissions potentielles chez les grands émetteurs

Les émissions de GES d'une installation industrielle ont été catégorisées selon qu'elles sont directes ou indirectes. Les émissions directes proviennent de sources qui sont la

propriété ou qui sont contrôlées par l'installation concernée, alors que les émissions indirectes sont celles qui découlent des activités d'une installations, mais qui sont produites par des sources contrôlées par une autre entité (California Climate Action Registry 2007). Ces catégories ont ensuite été divisées en sous-catégories spécifiques, ce qui permet de broser un portrait plus précis et exhaustif des émissions :

Émissions directes :

- combustion de sources stationnaires : issues des activités en usine, le chauffage, la production d'énergie, et autres activités impliquant l'utilisation de combustibles fossiles en font partie;
- combustion de sources mobiles : issues des équipements de transport comme les automobiles, autobus, camions, avions, navires, trains et autre machinerie;
- émissions de procédés : émissions provenant de procédés physiques ou chimiques, comme le CO₂ provenant de la calcination dans l'industrie du ciment, ou l'émission de PFC provenant de certains procédés de première fusion de l'aluminium;
- émissions fugitives : rejets intentionnels ou non de GES à l'atmosphère, principalement reliées aux fuites de réfrigérants. D'autres exemples sont les fuites de méthane des systèmes au gaz naturel, les émissions fugitives de raffineries, etc.

Émissions indirectes :

- consommation d'électricité : les émissions issues de la production de l'électricité achetée par une installation industrielle peuvent être considérées comme découlant de ses activités. Elles varieront énormément en fonction de la nature des infrastructures de production (sources d'électricité renouvelables ou non) de la province ou de l'état où se situe l'installation concernée;
- consommation de chaleur ou de froid provenant d'une centrale de co-génération n'étant pas opérée par l'installation concernée;
- autres émissions : transport et élimination des déchets, transport des employés, voyages d'affaires, production et transport des matières premières consommées, émissions des sous-traitants, utilisation et fin de vie du produit (The Greenhouse Gas Protocol Initiative 2004, California Climate Action Registry 2007).

Portrait des sources et inventaire des émissions : obligations de divulgation

On peut aujourd'hui présumer que les grands émetteurs industriels canadiens connaissent intimement leurs sources d'émission de GES puisqu'il y a maintenant plusieurs années qu'ils sont assujettis à une obligation de divulgation de leurs émissions et qu'ils sont tenus par la loi de divulguer leurs émissions de GES au gouvernement. En date de rédaction, il y avait toujours deux régimes de déclaration des émissions qui coexistaient au Canada, en vertu de deux articles de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (ci-après LCPE), soit ses articles 46(1) et 71. Le régime de l'article 46(1) ayant été mis en place par un gouvernement précédent, il est pressenti pour disparaître au profit du régime de l'article 71, qui lui est taillé sur mesure pour les besoins du Plan canadien (Elliot 2008).

En vertu des avis découlant de l'article 46(1) LCPE, toute installation industrielle canadienne dont les émissions de 24 GES totalisent 100 000 tonnes métriques de CO₂e ou plus est légalement tenue de déclarer ses émissions à Environnement Canada, et ce depuis 2004. Les exigences spécifiques de cette déclaration sont publiées annuellement dans la Gazette du Canada (Gazette du Canada 2004, 2005, 2006, 2007b), alors que la liste des 24 GES à déclaration obligatoire se trouve à l'annexe 1 de la LCPE. Notons que seules les émissions attribuables aux sources suivantes doivent être comptabilisées : combustion stationnaire de combustible, procédés industriels, évacuation et torchage des gaz, transport sur le site, déchets et eaux usées, autres émissions fugitives, combustion de la biomasse (dans le cas des émissions causées par la combustion de la biomasse, les émissions doivent être déclarées mais non comptabilisées) (Gazette du Canada 2004, 2005, 2006, 2007a).

À l'heure actuelle, les installations déclarantes sont, à toutes fins pratiques, libres de choisir la méthode de quantification d'émissions de leur choix (Gouvernement du Canada 2006). En effet, l'*Avis concernant la déclaration des gaz à effet de serre pour 2007* prescrit que les émissions de GES doivent être comptabilisées à l'aide de méthodes compatibles avec les lignes directrices approuvées dans la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) aux fins de l'établissement des

inventaires nationaux des GES (Gazette du Canada 2007b). Cette exigence est appliquée de manière souple par Ottawa. En effet, aucun critère de recevabilité plus précis n'est prévu dans les avis juridiques concernés et les fonctionnaires fédéraux affectés à la réception et l'évaluation des inventaires d'émission industriels n'ont jamais, à ce jour, refusé un inventaire industriel sous prétexte que son exactitude pouvait être mise en doute (Elliot 2008).

Cette situation pourrait être appelée à changer à brève échéance. En effet, le deuxième instrument juridique imposant la déclaration des émissions de GES au Canada, adopté en vertu de l'article 71 LCPE, a été publié à la Gazette du Canada le 8 décembre 2007. Il constitue la première étape de la mise en œuvre du Plan canadien, prévoyant les modalités de déclaration d'émissions des GES comme celles des autres polluants atmosphériques visés par ce dernier. Il est également beaucoup plus détaillé et précis que les avis de déclaration émis en vertu de l'article 46(1) LCPE (Gazette du Canada 2007a).

Ce nouvel avis force donc les installations industrielles faisant partie des 15 secteurs industriels visés par le Plan canadien à déclarer leurs émissions d'une longue liste de polluants atmosphériques et de GES, ainsi que de nombreux détails concernant leurs opérations, leurs systèmes anti-pollution, etc. Les critères d'assujettissement à l'obligation de divulguer ces informations est donc l'appartenance à l'un des secteurs industriels énumérés dans l'avis. Certaines exigences supplémentaires s'appliquent pour certains secteurs industriels. Par exemple, la norme pour qu'une fonderie de métaux communs soit assujettie à l'obligation de divulgation est qu'elle doit avoir produit plus de 1000 tonnes métriques de cuivre, de nickel, de plomb, de zinc ou de cobalt (Gazette du Canada 2007a, Annexe 6, art. 1).

Les critères et les modalités de déclaration sont précisés pour chaque secteur industriel, ce qui en fait un document complexe qui devra faire l'objet d'une étude approfondie par les installations concernées. Notamment, les seuils de déclaration, les GES à déclarer et les sources d'émission à déclarer ne sont plus universels mais bien différenciés selon le secteur concerné. Les seuils de déclaration d'émissions de GES minimaux, par exemple,

sont souvent plus bas que 100 000 tonnes de CO₂e (Gazette du Canada 2007a). Une autre différence notable avec le régime de déclaration existant sous l'article 46(1) LCPE est qu'il y a moins de GES devant faire l'objet d'une déclaration : 20 au lieu de 24.

Pour ce qui est de la déclaration de 2006, laquelle devra être remise à la direction générale de l'intendance environnementale d'Environnement Canada pour le 31 mai 2008, les installations pourront utiliser les méthodes de quantification de leur choix, en autant qu'elles soient relativement compatibles avec les lignes directrices de la CCNUCC. Une mention de la méthode de quantification utilisée devra également être incluse aux documents de déclaration (Gazette du Canada 2007a). On peut cependant prévoir que la mise en place progressive du système canadien de contrôle des émissions atmosphériques entraînera un resserrement progressif des méthodologies recevables pour les fins de calcul des émissions (Elliot 2008).

Il serait donc sage, pour les installations industrielles concernées, de commencer dès maintenant à calculer leurs émissions avec des méthodes reconnues afin de minimiser les risques de voir leurs futurs inventaires refusés par les autorités environnementales. Quelques pistes à ce sujet sont énoncées en Annexe 2.

Identification des projets de réduction possibles

L'identification de projets de réduction possibles pour une installation industrielle est un travail très spécifique à l'installation concernée. Il s'agit d'un travail surtout technique, à être réalisé par des ingénieurs connaissant en profondeur les procédés et les équipements concernés. Des principes et suggestions généraux peuvent toutefois être énoncés ici.

Tel que le démontre la Figure 3.1, la performance environnementale d'une usine dépend généralement beaucoup du temps qui s'est écoulé depuis sa dernière remise à neuf, puisque les bonds d'efficacité environnementale les plus significatifs que l'on voit dans une entreprise se situent généralement lorsqu'elle investit dans du nouveau capital (Lempert, Popper *et al.* 2002).

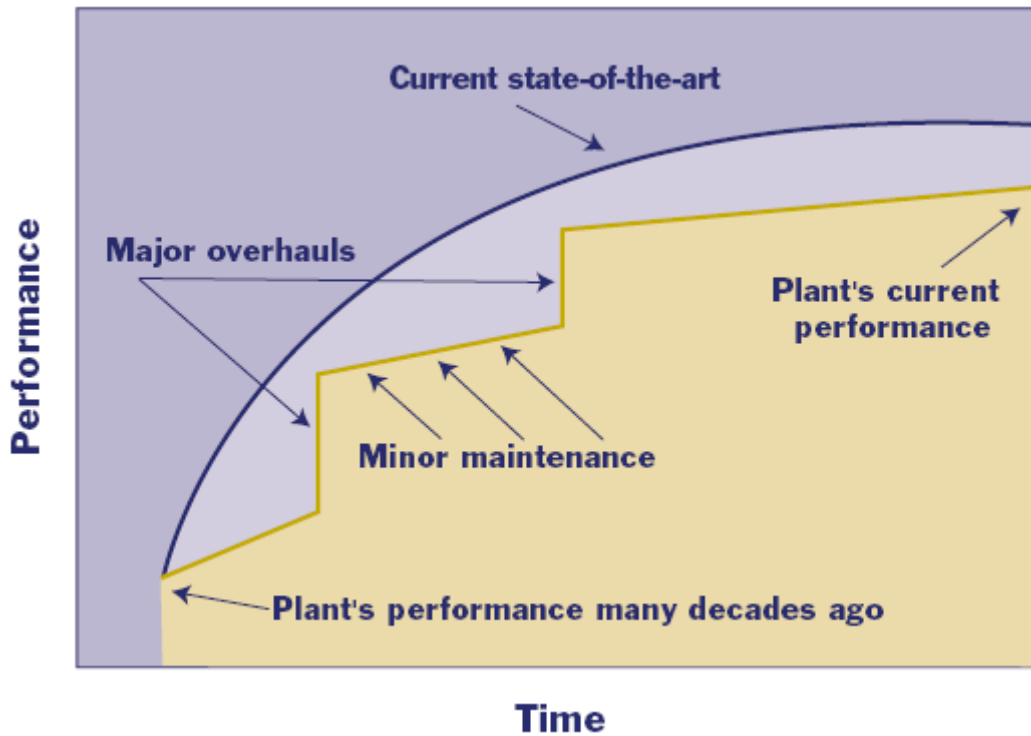


Figure 3. 1 – Amélioration de la performance d’une usine type due à des renouvellements de capital et à des réparations mineures, comparée à la performance d’une nouvelle usine à la fine pointe de la technologie. Tiré de Lempert, Popper *et al.* (2002, p.5)

En effet, quand une installation industrielle est construite, sa performance est habituellement proche de celles des meilleures technologies disponibles. Puisqu’on s’attend généralement à ce qu’une usine maintienne ses opérations à long terme, ses propriétaires ont intérêt à ce que sa conception initiale soit la plus performante possible. Subséquemment, par contre, la performance des meilleures technologies s’améliore alors que celle de l’installation, elle, stagne. Chaque changement mineur ou intervention d’entretien peut améliorer légèrement la performance de l’usine. Tout dépendant des caractéristiques intrinsèques de l’usine concernée, ces améliorations graduelles peuvent avoir un impact plus ou moins important sur l’amélioration de leur efficacité (Lempert, Popper *et al.* 2002). En effet, il peut arriver que la conception initiale impose ses limites, comme dans l’exemple des usines de première fusion d’aluminium utilisant la technologie Söderberg. Les taux d’émission de PFC de ces usines, comme le démontrent les statistiques d’émissions de l’usine Alcoa de Baie-Comeau, sont nettement plus élevés que ceux des usines utilisant des technologies plus modernes, comme l’usine Alouette de Sept-Îles, et ce malgré des mises à niveau récentes (Environnement Canada 2008a, Alcoa

2008). Les refontes majeures permettent de réaliser des gains de performance beaucoup plus appréciables. Les gestionnaires cherchant à maximiser les opportunités de réductions internes auront donc tout avantage à examiner la rentabilité de ces refontes majeures.

Pour ce qui est des projets plus mineurs, les options envisageables pourront être classifiés en fonction des sources d'émissions auxquelles ils s'attaqueront, des étapes des différents procédés concernés, ou du type de projet envisagé (par exemple, projet impliquant des investissements dans les procédés de production, ou instauration de bonnes pratiques en matières d'éclairage ou de chauffage des bâtiments).

Certaines avenues, notamment en matière d'efficacité énergétique, sont déjà largement documentées. Par exemple, il a été établi qu'à l'échelle mondiale, les plus grandes pertes d'énergie en milieu industriel sont attribuables à l'utilisation de moteurs et transmissions d'équipements inefficaces (réfrigération, ventilation, pompes, compresseurs, équipements de production, etc.). Comptant pour 60 % de la consommation énergétique des industries en moyenne, leur remplacement par des équipements plus performants, à vitesse variable et/ou contrôlés par informatique peut entraîner des économies d'énergie de l'ordre de 20-30 % et être remboursées à l'intérieur d'un délai de un ou deux ans (Merril Lynch 2007). Tout dépendant des installations et du type d'énergie qui y est consommé, de telles économies d'énergie peuvent avoir un impact très positif sur les émissions de GES.

De nombreux guides d'efficacité énergétique sectoriels sont également disponibles gratuitement, notamment auprès de l'office de l'efficacité énergétique de Ressources naturelles Canada (Ressources naturelles Canada 2008). Les industries assujetties qui y trouveront de l'information sont celles de l'aluminium, de la chaux, du ciment, des pâtes et papiers, des pipelines, de la production d'hydrocarbures en amont, du raffinage de produits pétroliers, les sables bitumineux et la sidérurgie. Quelques uns de ces guides sont référencés à la bibliographie du présent essai.

3.1.2 Choisir ses opportunités de réduction : analyse de leur rentabilité

Méthodes d'analyse

Les processus décisionnels actuellement utilisés par la plupart des entreprises québécoises sont en mesure de faire face aux enjeux liés aux changements climatiques en général et à l'arrivée du Plan canadien en particulier. Une étude portant sur les processus décisionnels menant à des investissements dans l'amélioration des procédés de production a été menée en 2002, pour mettre en perspective les connaissances théoriques en la matière et leurs applications pratiques (Lempert, Popper *et al.* 2002). Il est ressorti, suite à des consultations auprès d'un échantillon d'entreprises américaines pionnières en matière d'action pour prévenir les changements climatiques, que ces considérations ne sont, en fait, qu'intégrées dans les processus décisionnels existants.

Ainsi, les entreprises sondées orientaient leurs investissements en fonction de leur compatibilité avec des objectifs corporatifs précis, selon la même méthodologie de base. Tout d'abord, les hauts gestionnaires de l'entreprise déterminaient la somme de capital disponible pour investir dans des projets sur les équipements physiques, en se basant sur la condition financière de l'entreprise, sa ou ses stratégies de pénétration de marché, les conditions des marchés où elle évolue, leur taux de croissance et le prix des investissements à réaliser. Les investissements considérés étaient ensuite divisés en deux catégories : les *must-do investments*, ou investissements « impératifs », et les *discretionary investments*, ou investissements discrétionnaires (Lempert, Popper *et al.* 2002).

Les investissements dits « impératifs » sont tous ceux ayant trait aux améliorations, réparations et remplacement d'équipements qui sont nécessaires pour rencontrer les exigences réglementaires relatives à la santé-sécurité et à l'environnement. Comme leur nom l'indique, ils doivent absolument être consentis pour que la bonne marche de l'usine ou de l'entreprise en entier ne soit pas entravée. Les investissements discrétionnaires, quant à eux, sont généralement placés en compétition pour l'obtention du capital restant. Ils sont priorisés en fonction de leur potentiel pour atteindre des objectifs corporatifs précis, en particulier pour tirer profit de nouveaux marchés. Ils visent donc à augmenter

les profits, la croissance ou les parts de marché de l'entreprise (Lempert, Popper *et al.* 2002).

Il est peu probable que le Plan canadien ait pour impact de faire « changer de colonne » certains projets d'investissement. En effet, les cibles de réduction ne sont pas des exigences réglementaires directives, c'est-à-dire qu'elles ne déterminent pas les moyens à prendre pour arriver aux résultats environnementaux imposés. De plus, les mécanismes de conformité prévus au plan et qui seront exposés plus amplement dans les sections subséquentes du présent essai, accordent aux installations assujetties une flexibilité encore plus importante pour l'atteinte des cibles de réduction. En d'autres mots, les prescriptions du Plan canadien n'imposent pas d'obligation d'investir dans des travaux d'efficacité énergétique ou de mitigation des émissions de GES. Selon toute probabilité, donc, les investissements qui seront considérés par les firmes concernées seront évalués comme des investissements discrétionnaires, et ce seront ceux qui contribueront le plus à l'avancement des objectifs stratégiques de la firme qui seront retenus.

Comparer le rendement des projets

Une panoplie de méthodes s'offre aux gestionnaires qui souhaitent évaluer la rentabilité de projets d'investissement et les comparer entre eux. Pour les fins du présent essai, les principales méthodes documentées, soit la méthode de la valeur actualisée des flux de trésorerie et la méthode du délai de récupération, seront décrites et comparées.

La méthode de la valeur actualisée des flux de trésorerie, traduction de « discounted cash flow method » (ci-après DCF), est présentée par la littérature micro-économique comme étant la meilleure pour évaluer le rendement d'un projet à l'étude (Nickell 1978). Elle consiste à estimer et à comparer les flux de trésorerie anticipés devant résulter de chaque projet envisagé. Pour ce faire, le gestionnaire calculera la valeur actualisée nette des revenus escomptés pour les projets d'investissement. On calculera donc les revenus annuels découlant d'un projet, desquels on soustraira les coûts annuels pour la réalisation et l'entretien. Ces données sont ensuite actualisées, et les résultats des différents projets

sont comparés. Celui présentant la meilleure valeur actualisée nette devrait être celui qui sera favorisé (Lempert, Popper *et al.* 2002).

En pratique, toutefois, l'application de cette méthode nécessite énormément d'informations, dont plusieurs sont incertaines. Par exemple, les données concernant la demande future pour les produits vendus par l'entreprise et les projections de prix pour ces produits sont essentielles pour calculer les revenus futurs. Or, plus on tente de prévoir ce genre de données dans un futur éloigné, plus la précision des estimés diminue (Lempert, Popper *et al.* 2002). Cela peut représenter un risque considérable lorsque l'on tente d'évaluer la rentabilité d'un investissement de plusieurs millions de dollars.

C'est pourquoi davantage d'entreprises optent le plus souvent pour la méthode du délai de récupération, qui consiste à fixer un délai maximal à l'intérieur duquel le projet considéré devra avoir rapporté suffisamment de bénéfices pour rembourser le capital consenti pour le mener à bien (Lempert, Popper *et al.* 2002, Marineau 2007). On effectuera donc une analyse coûts-bénéfices pour chaque projet considéré, et ces derniers seront priorisés en fonction de la rapidité avec laquelle ils peuvent apporter un retour sur investissement. Les délais de « payback » maximaux varient selon les pratiques de chaque entreprise et ses objectifs à long terme.

Pour être représentatives, toutefois, ces analyses devront tenir compte de la totalité des coûts liés à l'investissement considéré (coût d'achat, coûts d'entretien, autres coûts futurs). En effet, dans la plupart des cas, le coût initial d'un équipement donné est une fraction relativement faible des coûts totaux qui surviendront lors de sa durée de vie totale. Ne pas tenir compte des coûts futurs peut mener à des décisions défavorables à long terme (Lempert, Popper *et al.* 2002).

La littérature académique déconseille l'utilisation de cette méthode, certains auteurs allant même jusqu'à la qualifier de « trompeuse et sans valeur pour prendre des décisions d'investissement » (Pike 1985). La principale critique qui lui est adressée est qu'elle disqualifie de facto tous les projets bénéfiques à long terme mais dont la rentabilité

maximale n'est pas atteinte durant les premières années suivant leur mise en place. On documente également une certaine forme de conflit entre les intérêts à court terme des gestionnaires et ceux de la firme, qui altèrent les processus de prise de décision. En effet, une méthode comme le calcul du délai de récupération, bien que moins bénéfique du point de vue de la firme, peut bénéficier aux gestionnaires puisqu'elle assure que le bien fondé de l'investissement sera prouvé rapidement, ce qui pourra être avantageux pour la carrière du gestionnaire l'ayant approuvé (Lempert, Popper *et al.* 2002).

Par contre, il est indéniable que le fait de fixer une limite rapprochée pour le remboursement des investissements permet de compenser les capacités de projection limitées des gestionnaires. En effet, tel qu'expliqué précédemment, les calculs de DCF dépendent d'estimés de flux de trésorerie qui peuvent s'étendre indéfiniment dans le futur. Le risque que les projections à long terme de retours sur investissement soient largement surévaluées sera donc diminué par l'utilisation d'un délai de récupération tronqué. Ainsi, les méthodes de calcul de délai de récupération fournissent une approche empirique de réduction du risque qui est facile à calculer, transmettre et comprendre (Lempert, Popper *et al.* 2002).

Signe supplémentaire que la prise de décisions par calcul de délai de récupération est bel et bien utilisée comme outil de mitigation du risque, l'utilisation de cette méthode ne tend pas à diminuer avec l'augmentation de la taille des entreprises, et ce malgré qu'une entreprise de grande taille devrait normalement avoir suffisamment de ressources pour mener des évaluations plus sophistiquées. Cela tend à confirmer l'opinion de certains auteurs affirmant que, dans un environnement très incertain, la méthode du délai de récupération sera plus performante que les méthodes DCF (Sundem 1975).

Comparaison des projets avec le prix des autres options de conformité

Les méthodes exposées plus haut servent à évaluer la rentabilité de projets d'investissements. Elles seront utiles aux entreprises ayant à leur disposition des possibilités de réduction d'émissions internes... rentables. Lorsque le potentiel de ces projets de réduction internes rentables sera épuisé, les entreprises assujetties au Plan

canadien devront déboursier pour se conformer à leurs cibles de réduction. Il deviendra alors essentiel de minimiser les coûts de conformité et, pour ce faire, il faudra comparer le prix de toutes les options de conformité disponibles : réductions internes, crédits compensatoires, bourse du carbone, crédits MDP et fonds technologique.

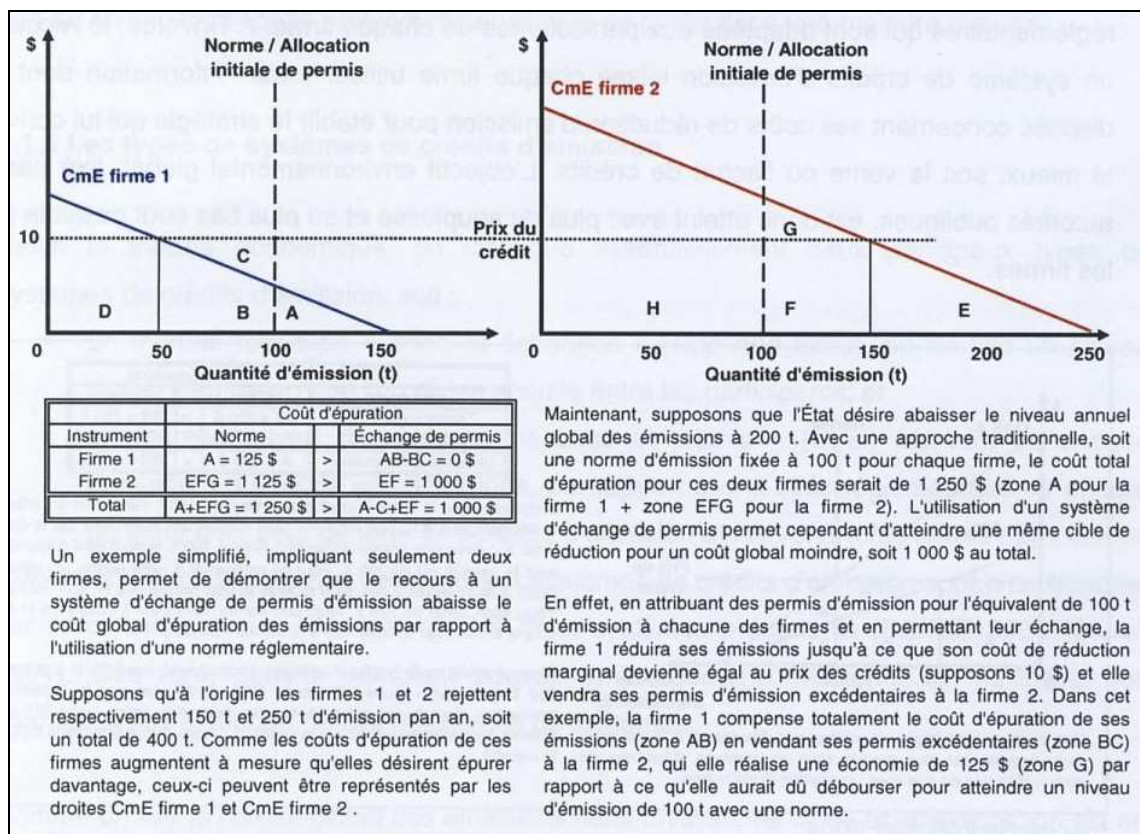


Figure 3. 2 – Réduction du coût global d'épuration ou de dépollution. Tiré de Turcotte (2006, p. 5)

Toutes les options de conformité, à part les réductions internes, se calculeront en dollars par tonne de CO₂e (\$/tCO₂e). Pour identifier la meilleure option de conformité, il deviendra donc nécessaire de calculer le coût marginal d'épuration (CmE) des projets de réductions internes considérés, c'est-à-dire le prix par tonne de CO₂e évitée. En effet, les entreprises auront tout intérêt à réduire leurs émissions, jusqu'à ce que leur CmE, exprimé en \$/tCO₂e, atteigne le prix de la moins dispendieuse des options de conformité. Comme les coûts d'épuration sont très variables d'une entreprise à l'autre, certaines seront en mesure de réduire leurs émissions à l'interne au-delà de leurs cibles de

réduction. Elles auront alors tout loisir d'offrir les crédits d'émission qu'elles auront ainsi générés sur le marché du carbone et pourront en tirer un profit. À l'inverse, les entreprises incapables d'atteindre leurs cibles de réduction à un coût marginal inférieur ou égal au prix des autres options de conformité pourront économiser sur leurs frais de réduction en acquérant des crédits. La Figure 3.2 ci-dessus illustre et explique cette dynamique et les économies réalisables de part et d'autre, de manière simplifiée.

3.1.3 Facteurs influençant la rentabilité des projets de réduction

Les facteurs poussant une entreprise à investir dans des mesures d'amélioration de sa performance en matière d'intensité d'émissions de GES sont aussi diversifiés que le sont les installations industrielles qui prennent ces décisions au jour le jour. Les dynamiques du marché dans lequel une entreprise opère, les technologies qu'elle utilise, l'âge de ses installations, le prix de l'énergie et les caractéristiques particulières de ses installations sont autant de facteurs dont elle doit tenir compte lorsqu'elle planifie les actions à prendre pour réduire son intensité d'émissions. Bien que, à l'échelle d'une installation, des données très précises soient nécessaires, il est possible d'énoncer ici quelques généralités s'appliquant à l'ensemble de l'industrie québécoise.

Conditions de marché extérieures à l'entreprise

Toute entreprise tire son existence et sa subsistance du marché à l'intérieur duquel elle opère. C'est pourquoi les facteurs les plus significatifs, lorsque vient le temps de décider de moderniser ou non ses installations, sont ceux qui affecteront directement sa capacité à générer des revenus.

À court terme, c'est la demande pour les produits d'une firme qui représente le facteur le plus important dans ses décisions d'investir. Une nouvelle demande peut prendre deux formes : la hausse de la demande pour des produits existants ou l'apparition de nouveaux marchés pour des produits novateurs (Lempert, Popper *et al.* 2002).

Une hausse de la demande pour des produits existants survient surtout dans les industries qui mettent en marché des produits peu différenciés, par exemple la production

d'électricité, la métallurgie et les pâtes et papiers. Elle apparaît lorsque les besoins pour un produit ou un service croissent. La pratique la plus commune, dans ce cas, est de consentir des investissements mineurs dans des mises à niveau d'équipements existants. Cependant, si la croissance de la demande est telle qu'elle ne peut être satisfaite autrement, les firmes investiront dans de nouveaux équipements plus performants. Les gains d'efficacité réalisés pourront alors se traduire en réduction de l'intensité des émissions de GES (Lempert, Popper *et al.* 2002).

L'apparition de nouveaux marchés pour des produits innovateurs, elle, se crée par des changements dans les goûts des consommateurs ou par des percées technologiques. Elle génère souvent des gains d'efficacité substantiels, puisqu'elle force souvent les entreprises à remplacer complètement leurs équipements de production par de l'équipement neuf. En effet, si une entreprise ne peut conquérir un nouveau marché avec ses installations existantes, elle investira dans de nouvelles unités de production. À l'inverse, lorsque le marché pour les produits d'une entreprise disparaît, ses vieux équipements seront mis hors fonction. Notons que ce type de changement se manifeste le plus souvent dans des secteurs industriels où les entreprises commercialisent des produits plus différenciés, comme les industries chimique et pétrochimique (Lempert, Popper *et al.* 2002).

D'autres facteurs relatifs au marché sculptent une tendance vers une efficacité énergétique de plus en plus importante dans l'industrie. Le plus important d'entre eux est le prix de l'énergie (Marineau 2007, Crédit Suisse 2007). L'exemple le plus frappant à cet égard est l'industrie des pâtes et papiers, que la hausse des prix de l'énergie fossile a forcé à recourir à une source alternative d'énergie, la biomasse forestière, à laquelle elle avait accès en grandes quantités. En effet, de nombreuses usines se sont équipées de centrales de cogénération à biomasse pouvant subvenir à leurs besoins d'électricité et de chaleur. L'industrie en entier a ainsi réussi à réduire l'intensité de ses émissions de GES de manière spectaculaire, soit une baisse de 36,5 % entre 1990 et 2000, exprimé en tonnes de CO₂e par tonne de papier produite (Conseil de l'industrie forestière du Québec 2003).

Évidemment, la conjonction de facteurs ayant provoqué un virage aussi important dans l'industrie forestière ne se retrouve pas dans tous les secteurs industriels. Il est toutefois indéniable que les hauts prix de l'énergie, causés par une baisse à moyen terme de la production de pétrole conjuguée à une hausse rapide de la demande, forceront les entreprises à trouver des solutions pour réduire la part de leurs profits qui sont grugés par les dépenses énergétiques (Crédit Suisse, 2007). Il a d'ailleurs été démontré par une analyse de l'historique des émissions québécoises de GES que le principal facteur expliquant les importantes améliorations de l'intensité énergétique de la province est le prix du pétrole, en particulier la crise de 1970 (Weissenberger 2004).

Cadre juridique du marché

Les règles juridiques régissant les activités d'une installation industrielle font partie du cadre fondamental du marché dans lequel elle opère puisque, comme des changements dans ses marchés cibles, elles peuvent fournir des forces extérieures qui requièrent un rehaussement de sa performance. Ainsi, des changements aux obligations environnementales applicables à un secteur industriel pourront avoir une influence significative sur le taux de remplacement des équipements de production (Lempert, Popper *et al.* 2002).

Dans certains cas, des changements dans la réglementation peuvent forcer les entreprises à déplacer certains projets d'investissement, de la colonne *discrétionnaire* à la colonne *impératif*, puisque certains d'entre eux peuvent devenir nécessaires pour poursuivre les opérations (Lempert, Popper *et al.* 2002). Notons toutefois qu'en ce qui concerne les changements relatifs aux émissions de GES annoncés par le Plan canadien, les mécanismes de flexibilité prévus devraient faire en sorte de ne pas bouleverser outre mesure les plans d'investissement des entreprises (Voir 3.1.2).

À long terme, par contre, la mise en œuvre du Plan canadien et des plans de réductions qui lui succéderont constitueront de puissants incitatifs à l'efficacité énergétique. En effet, l'existence de cibles industrielles de réduction d'intensité d'émissions de GES augmentera la demande pour des équipements plus performants (Crédit Suisse 2007).

Pour leur part, la création d'un marché du carbone et la hausse des prix des crédits d'émission seront des facteurs d'accélération de cette tendance (Stern 2006). On prévoit ainsi que l'intensité énergétique de la création de richesse en Amérique du Nord, soit l'énergie consommée pour produire un dollar de PIB, diminuera de 25 % d'ici 2020 (voir Figure 3.3).

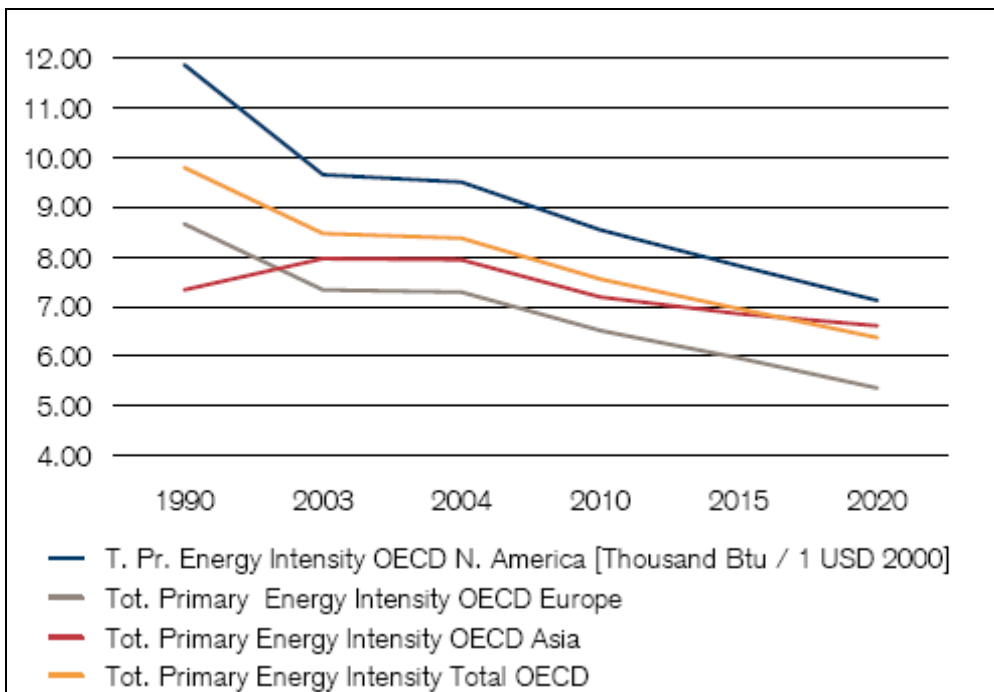


Figure 3. 3 – Indicateurs d'intensité énergétique dans diverses régions de l'OCDE, en milliers de B.T.U. / 1 USD 2000. Tiré de Crédit Suisse (2007, p. 6)

Caractéristiques techniques des équipements

Les caractéristiques techniques des équipements industriels peuvent représenter un incitatif de réduction interne dans certains cas particuliers.

Avancées technologiques

Les avancées technologiques dans l'efficacité énergétique des équipements, bien que pouvant être très importantes, ont souvent un effet mineur sur les cycles de remplacement de capital. En effet, lorsque les coûts d'acquisition d'équipements industriels sont déjà acquittés, leur remplacement par l'achat de nouveaux équipements plus efficaces ne sera

justifié (financièrement) que par des améliorations de performances spectaculaires. Les équations suivantes illustrent cette réalité :

$$\text{Profit}^{\text{Vieille usine}} = \text{Volume de production}^{\text{Vieille usine}} (\text{Prix} - \text{Coûts d'opération}^{\text{Vieille usine}})$$

$$\text{Profit}^{\text{Nouvelle usine}} = \text{Volume de production}^{\text{Nouvelle usine}} (\text{Prix} - \text{Coûts d'opération}^{\text{Nouvelle usine}} - \text{Coûts d'acquisition}^{\text{Nouvelle usine}})$$

Source : Lempert, Popper *et al.* 2002

C'est donc le coût d'acquisition de la nouvelle usine ou du nouvel équipement qui rendra souvent le remplacement d'équipements inefficaces désavantageux à court terme. En effet, même si le volume de production d'une nouvelle usine est plus élevé et ses coûts d'opération moindres, le prix de vente de ses produits restera le même et les coûts d'acquisition de la nouvelle technologie devront être soustraits de ses profits. Pour être financièrement avantageux, un investissement dans une nouvelle technologie doit donc permettre des gains de rentabilité tels que, même en y soustrayant les coûts d'acquisition des nouvelles installations, les profits générés soient supérieurs à ceux produits par les anciennes installations. De telles situations se sont vues dans l'industrie du ciment, par exemple, où les vieilles usines ont été remplacées par des nouvelles, avec des procédés beaucoup plus efficaces (Lempert, Popper *et al.* 2002). Les exemples de ce type sont toutefois rares.

La disponibilité de technologies de production plus efficaces peut toutefois avoir une influence lorsqu'elle est conjuguée à des changements dans le marché ou la réglementation. Plutôt que d'agir comme un incitatif, les nouvelles technologies sont plutôt mises en opération en réponse à des incitatifs extérieurs, comme par exemple l'instauration de cibles de réduction d'émissions de GES (Lempert, Popper *et al.* 2002).

Les bonds technologiques permettant de produire de nouveaux produits peuvent, eux, constituer des incitatifs en eux-mêmes. En effet, si une firme considère qu'elle pourra conquérir de nouveaux marchés grâce à un nouveau produit ou service, elle sera souvent plus inclinée à investir (Lempert, Popper *et al.* 2002).

Âge des installations

La durée de vie nominale des équipements industriels n'est généralement pas un facteur déterminant dans la décision de les remplacer. En effet, dans la plupart des secteurs industriels, un entretien régulier permettrait d'allonger la durée de vie des équipements de manière très importante. Cette situation crée un incitatif économique à garder de vieilles usines en production puisque, comme démontré plus haut, il est très dispendieux de remplacer la production d'une vieille usine dont la dette est éteinte par une nouvelle, qui devra être financée via l'emprunt de sommes d'argent importantes (Lempert, Popper *et al.* 2002).

L'âge d'une installation industrielle peut cependant devenir un incitatif majeur à la réalisation d'investissements dans du nouveau capital, dans le cas précis où la confluence de nombreuses défaillances techniques entraîne des coûts de réparation anormalement élevés sur une courte période. En effet, en vieillissant, les coûts d'entretien et de mise à niveau d'une usine peuvent augmenter jusqu'à des niveaux inacceptables. À un certain point, plusieurs composantes faisant défaut simultanément, la firme sera forcée, pour éviter les défaillances majeures ou pour demeurer conforme aux normes environnementales, de remplacer complètement l'unité de production (Lempert, Popper *et al.* 2002).

Caractéristiques géographiques

L'emplacement de certaines usines émettrices de GES constitue une limite aux possibilités de réductions d'émissions à l'interne. Par exemple, l'isolement qui caractérise certaines exploitations minières ou usines de pâtes et papiers rend quasi impossible la substitution du mazout qu'elles utilisent par du gaz naturel puisqu'aucun gazoduc ne dessert les régions où ces industries sont localisées.

Incertitudes

L'investissement dans du nouveau capital est un engagement à long terme qui est, le plus souvent, irréversible. Or, le succès d'une décision d'investissement est soumis à une série d'événements imprévisibles qui surviendront dans les nombreuses années qui

suiront sa mise en oeuvre. L'incertitude est donc un élément majeur de toute prise de décisions concernant l'investissement dans du capital de production. Ces décisions sont prises de manière à minimiser le risque de regret potentiel causé par des événements imprévus ou défavorables pouvant survenir pendant la durée de vie des nouveaux équipements.

L'incertitude peut prendre plusieurs formes et toucher presque tous les aspects d'une décision donnée. Les incertitudes de marché sont reliées aux problématiques larges des cycles économiques et de l'état de l'industrie; les incertitudes d'affaires sont liées à des considérations plus locales et aux risques inhérents aux opérations de l'entreprise; les incertitudes techniques s'illustrent par un dilemme entre des technologies anciennes et inefficaces mais fiables et connues, et de nouvelles technologies promettant des performances supérieures mais sur lesquelles peu d'informations sont disponibles. Les incertitudes géopolitiques sont reliées aux enjeux politiques, au potentiel de litiges internationaux et aux changements culturels, que les gestionnaires ont souvent beaucoup de difficulté à évaluer; finalement, les incertitudes réglementaires représentent les inconnues quant aux règles juridiques qui encadreront les activités d'une entreprise donnée (Lempert, Popper *et al.* 2002).

Pour pallier à ces incertitudes, les gestionnaires utilisent généralement de multiples indicateurs de performance pour comparer les alternatives, ont recours à des règles empiriques pour maximiser les retours sur investissement, comme des taux de retour sur investissement minimaux. Ils concentrent également leurs décisions sur le besoin d'éviter les regrets, qui représentent la différence entre le gain réalisé avec la décision telle que prise et le gain qui aurait été réalisé si on avait pris la meilleure décision, avec des informations parfaites et complètes. De plus, les entreprises tentent souvent d'éviter les regrets en repoussant le plus loin possible les décisions d'investissement. En effet, le passage du temps, avant la prise d'une décision, peut permettre de regrouper plus d'informations et de diminuer le niveau d'incertitude (Lempert, Popper *et al.* 2002).

Le secteur économique dans lequel opère une firme aura un très grand impact sur les critères et les processus décisionnels qu'elle empruntera pour choisir d'investir ou non dans des projets de renouvellement d'équipement. À un point tel que les caractéristiques techniques desdits équipements sont moins importantes. C'est le marché dans lequel une entreprise opère qui lui dicte comment réagir au risque et à l'incertitude. Par exemple, dans le secteur de la production thermique d'électricité, les technologies de production ont beaucoup évolué mais le produit final, l'électricité, n'a jamais changé depuis son invention, il reste identique aux yeux du consommateur. De plus, la demande pour ce produit est stable, sinon croissante. Une entreprise oeuvrant dans ce secteur sera donc, règle générale, déjà rentable et dotée d'une production fiable et stable. De plus, la demande pour son produit est assurée à long terme. Changer ses procédés comporte donc le risque de bouleverser cet ordre établi, si par exemple les nouveaux équipements ne sont pas aussi performants que prévu ou, pire, s'ils manquent de fiabilité et menacent la stabilité de la production (et des revenus). À l'inverse, les industries chimiques ou technologiques, elles, sont constamment à l'affût de nouveaux marchés à conquérir. Une firme oeuvrant dans ce secteur aura donc plus tendance à considérer le fait de ne pas entrer dans un marché avec un fort potentiel de croissance comme un risque à éviter (Lempert, Popper *et al.* 2002).

3.1.4 Conclusion

Tel que démontré dans la présente section, chaque entreprise assujettie au Plan canadien aura avantage à identifier toutes les opportunités de réductions internes pouvant lui permettre d'atteindre les cibles de réduction d'intensité d'émissions qui lui sont imposées. La rentabilité de ces dernières pourra ensuite être comparée à l'aide de diverses méthodes d'analyse, afin de permettre de prioriser les interventions à réaliser en priorité. En procédant ainsi, une entreprise pourra avancer le plus possible dans la réduction de l'intensité de ses émissions, tout en le faisant au moindre coût. Dans plusieurs cas, l'atteinte ou le dépassement des cibles industrielles pourra même être payant, puisque des avancées en efficacité énergétique ou en économie d'énergie peuvent permettre d'économiser des sommes substantielles.

Au-delà de la rentabilité proprement dite des projets de réduction interne, il deviendra opportun de calculer les coûts de revient de chaque projet, par tonne de CO₂e évitée. Il sera ainsi possible pour l'entreprise de comparer le prix de l'atteinte de sa cible de réduction d'émissions par tous les moyens à sa disposition : réductions internes, achat de crédits compensatoires, achat de permis d'émissions, achat de crédits MDP ou cotisation au fonds technologique. Selon les caractéristiques qui sont propres à ses installations et au secteur dans lequel elle opère, l'entreprise pourra alors décider d'investir dans ses propres installations ou d'avoir recours à l'un ou l'autre des mécanismes de conformité qui seront à sa disposition.

3.2 Bourse du carbone

La bourse du carbone qui démarrera à Montréal représente la pierre angulaire des mécanismes de conformité du Plan canadien. Ce sera par elle que les entreprises assujetties pourront échanger les crédits d'émissions que certaines d'entre elles auront généré en réduisant leur intensité d'émission en deçà de leur cible réglementaire. L'accès aux échanges de crédits d'émissions ne sera pas limité par la réglementation à venir.

3.2.1 Description détaillée

Fondamentalement, une bourse du carbone est un outil servant à donner une valeur monétaire à l'atmosphère terrestre partagée, en assignant un prix aux émissions de GES. On oblige ainsi les firmes à considérer la valeur de leurs émissions de GES dans leurs coûts de production. Les firmes sont donc forcées d'internaliser le coût de la détérioration qu'elles occasionnent à l'environnement, ce qui les amène théoriquement à gérer plus efficacement leurs rejets (Turcotte 2006).

Pour y arriver, la bourse du carbone établit un signal de prix clair et transparent pour les émissions de GES. C'est ce signal de prix qui permet aux sociétés assujetties à des réductions d'émissions d'évaluer leurs coûts environnementaux si elles doivent acheter des unités de CO₂e, ou la valeur économique qu'elles pourront tirer des unités que produiront leurs projets de réduction d'émissions de GES (Marché climatique de Montréal 2007). On établit ainsi un cadre qui permet aux entreprises de définir les modalités de leurs stratégies de réduction de GES.

Il s'agit d'un marché financier classique, fonctionnant sur la base de l'offre et de la demande pour les produits offerts. D'un côté, les entreprises qui, en raison de leur réalité économique, ne peuvent respecter leur cible de réduction d'émissions, pourront acheter des unités d'équivalent CO₂ sur le marché et éviter les coûts de non conformité imposés par le gouvernement. Ces entreprises créeront donc une demande pour les unités de CO₂e. D'autre part, à partir du moment où une valeur économique sera rattachée aux efforts de réduction, les entreprises seront encouragées à réduire leurs émissions en

dessous du seuil prescrit, compte tenu de la possibilité de financer ces efforts par la vente d'unités. Celles qui y arriveront auront, par exemple, déployé de nouvelles technologies ou adopté des mesures d'efficacité énergétique. Elles créeront ainsi une offre d'unités de CO₂e sur le marché (Marché climatique de Montréal 2007).

Les bourses du carbone ont également un rôle de gestion des risques par leur offre de contrats à terme. Les entreprises assujetties à des réductions d'émissions peuvent se pourvoir contre les risques de fluctuation des prix du carbone en achetant à l'avance des crédits d'émission, pour un prix déterminé. Les contrats à terme seront décrits plus en détails à la section 3.3.2.

3.2.2 Le Marché climatique de Montréal

Le Marché climatique de Montréal (MCeX) sera la première bourse du carbone au Canada. Il s'agit d'une coentreprise de la Bourse de Montréal et du Chicago Climate Exchange (CCX), lancée en 2006 en prévision de la mise en œuvre d'un plan de réduction des émissions de GES au Canada. Après de nombreux mois d'hésitation et de doute, l'annonce du Plan canadien a permis au MCeX d'aller de l'avant avec la mise sur pied de sa plate-forme de négociation. Son lancement est maintenant prévu pour le 30 mai 2008, date à laquelle les premières négociations sur des unités de CO₂e auront lieu, à Montréal (MCeX 2008). En effet, les dirigeants du MCeX avaient estimé que les éléments contenus dans le CRCEA créeront des conditions *minimales* pour l'implantation d'une bourse du carbone au Canada (MCeX 2007). Le MCeX sera la seule bourse du carbone au Canada, les projets des bourses de Winnipeg (Canadian Climate Exchange, ou CCE) et de Toronto ayant été abandonnés.

Divers types de participants sont susceptibles de contribuer au marché canadien du carbone :

- les entreprises assujetties à des obligations de réduction d'émissions, qui y participeront pour gérer le risque de prix du carbone et pour pouvoir se conformer à leurs obligations à moindre coût;

- les institutions financières et les investisseurs institutionnels, qui voient dans ces instruments une nouvelle classe d'actifs. Ils peuvent également être utilisés pour des opérations de couverture dans leurs portefeuilles exposés au risque du prix du carbone. En effet, dans une étude récente effectuée par la CIBC, on estime à 40 %, en termes de capitalisation boursière, la proportion des compagnies inscrites au TSX qui sont exposées à ce risque (CIBC World Markets 2007);
- les fonds de couverture (« Hedge Funds ») : les gestionnaires de fonds de couverture sont attirés par la possibilité d'obtenir des rendements élevés en acquérant des positions spéculatives dans un nouveau marché relativement inefficace et volatile où une grande partie du risque dépend des cadres réglementaires futurs;
- compagnies d'assurance : afin de couvrir leurs produits d'assurance liés au risque du prix du carbone (MCeX 2007).

Les participants au système en retireront plusieurs avantages :

- un service de gestion des risques du prix des unités de CO₂e : l'achat de contrats à terme sur des unités de CO₂e permet de connaître d'avance les coûts de conformité à une date donnée;
- un mécanisme de découverte des prix à terme en fonction de l'offre et de la demande qui : 1) encouragera les entreprises à réduire leurs émissions de GES sous la cible prescrite, compte tenu de la possibilité de financer ces efforts de réduction par la vente d'unités, 2) stimulera les investissements technologiques verts et favorisera les énergies renouvelables et 3) offrira aux entreprises la possibilité d'adapter leurs engagements de réduction des émissions de GES en fonction de leur réalité économique;
- le développement d'une liquidité pour un marché émergent en contribuant à la création d'une masse critique d'acheteurs et de vendeurs;
- la sécurité des transactions par l'encadrement réglementaire et l'intégrité financière assurée par une corporation de compensation (la Corporation canadienne de compensation de produits dérivés (CDCC)) (MCeX 2007).

Tel qu'évoqué plus haut, l'instrument financier qui sera utilisé pour transiger des unités de CO₂e au MCeX sera le contrat à terme. Il s'agit d'un

« contrat par lequel deux parties s'engagent à effectuer la livraison ou la prise de livraison d'une quantité donnée de marchandise ou de titres financiers de qualité prédéterminée, à un moment ultérieur stipulé et à un prix convenu au départ. [...] Le contrat à terme ne donne pas lieu à un transfert immédiat de propriété de l'élément qui en fait l'objet. Le contrat est établi au cours en vigueur mais la livraison ou l'utilisation de l'élément visé se fera à un moment ultérieur » (Institut canadien des valeurs mobilières 1996).

Par exemple, en 2008, une entreprise qui prévoit avoir besoin de 1000 tonnes de CO₂e pour l'année de conformité 2010 pourra « réserver » cette quantité de permis d'émission au MCeX. Elle achètera le nombre approprié de contrats à terme, au prix affiché à cette date et dont le terme sera 2010. Une fois cette date arrivée, le vendeur aura l'obligation de livrer la quantité convenue de permis d'émission, et l'entreprise acheteuse aura l'obligation corrélative d'effectuer le paiement, au prix convenu en 2008.

Tous les intervenants potentiels pourront négocier des contrats à terme sur CO₂e en acheminant leurs ordres aux participants agréés (courtiers) de la Bourse en utilisant l'infrastructure de négociation actuelle ou en devenant eux-mêmes participants agréés de la Bourse selon les conditions actuelles d'adhésion. La compensation des contrats à terme sur CO₂e se fera par les membres compensateurs de la CDCC selon les procédures existantes.

Deux contrats à terme seront proposés par la Bourse : un contrat à terme avec règlement physique et un contrat à terme avec règlement en espèces. Ces contrats comportent certaines caractéristiques communes. Tout d'abord, leur sous-jacent (objet du contrat) sera le même, soit une unité canadienne de CO₂e, telle qu'elle sera définie par les autorités canadiennes. Chaque unité permettra l'émission d'une tonne métrique de CO₂e. Notons également que les contrats transigés pourront englober des unités issues de

projets de compensation (crédits compensatoires) et/ou des crédits d'installations industrielles réglementées (MCeX 2007). C'est donc dire que les crédits compensatoires, une fois transigés en bourse, auront la même valeur que les unités d'émetteurs assujetties à des réductions d'émissions.

La taille des contrats transigés sera de 100 unités, donc 100 tonnes de CO₂e. En comparaison, les contrats négociés sur les marchés européens sont de 1000 tonnes. Le choix d'offrir des contrats de plus petite taille s'explique par la nature même du système proposé au Canada (basé sur des cibles d'intensité), de même que par la faible taille estimée du marché canadien en raison du niveau des réductions prévues. Le fait d'offrir des contrats de plus petite taille permettra donc d'augmenter la liquidité du marché en stimulant la conclusion de davantage de transactions (MCeX 2007).

Le contrat à terme avec règlement physique permettra aux émetteurs réglementés d'obtenir physiquement des unités pour se conformer au cadre réglementaire canadien. Il sera essentiellement utilisé pour leur gestion des risques liés au prix du carbone. L'échéance des contrats concordera avec la période de conformité imposée par le cadre réglementaire canadien (c'est-à-dire annuellement à partir de 2010). Un registre devra également être mis sur pied par la CDCC pour enregistrer les transferts d'unités entre vendeurs et acheteurs. Le début de la période de conformité étant en 2010, aucune livraison ne sera effectuée avant cette année. Il n'est donc pas essentiel, dans l'immédiat, de fixer tous les détails techniques concernant le registre national et les procédés de livraison. Ces détails seront fixés au fur et à mesure de l'entrée en vigueur de la réglementation pertinente (MCeX 2007).

Le contrat à terme avec règlement en espèces, lui, sera adapté aux besoins des intervenants financiers qui, bien qu'intéressés à participer au marché du carbone, ne désirent pas la livraison physique du sous-jacent. Les échéances de ces contrats seront des échéances rapprochées (quotidienne, mensuelle, trimestrielle et annuelle), offrant ainsi une certaine flexibilité aux intervenants financiers dans leurs stratégies d'investissements. Une fois l'échéance arrivée, toutes les positions en cours seront

réglées en espèces. Le prix de règlement final sera basé sur une méthode reflétant le prix au marché de l'instrument CO₂e au comptant. Ce prix de règlement final sera obtenu à partir d'un indice ou d'une méthode de sondage auprès de grands émetteurs industriels (MCeX 2007).

3.2.3 Facteurs de fluctuation des prix du carbone

Le prix du carbone sur le MCeX fluctuera en raison d'une multitude de facteurs. En date de rédaction, bien peu d'information est publiquement disponible sur les facteurs de fluctuation anticipés pour le marché canadien. On trouve davantage d'informations sur le marché européen, lesquelles seront présentées ici et adaptées au contexte canadien.

Phase de lancement du marché : volatilité

Lors des premières années du marché canadien du carbone, c'est son manque de maturité qui constituera le facteur déterminant de son évolution. Comme tout marché en démarrage, la période précédant l'atteinte d'une masse critique d'acheteurs et de vendeurs sera caractérisée par une grande volatilité des prix. En effet, lorsque peu d'acteurs participent à un marché et que le nombre de transactions ayant lieu est faible, chacune d'entre elles peut avoir une influence sur le cours des prix. À l'inverse, plus un marché est développé, que le nombre de transactions et les volumes transigés sont importants, plus les prix seront prévisibles (Paquette 2008).

L'incertitude réglementaire, le manque de statistiques sur l'ampleur de l'offre et de la demande, de même que le manque d'information sur les principaux déterminants des prix, contribueront également à la volatilité du marché canadien du carbone. En effet, ces trois caractéristiques ont également été observées sur le marché européen lors de ses premières années (Point Carbon 2004). La volatilité qui y a été observée, illustrée à la Figure 3.4, pourrait fort bien être reproduite sur le MCeX, du moins lors des premières années de son lancement.

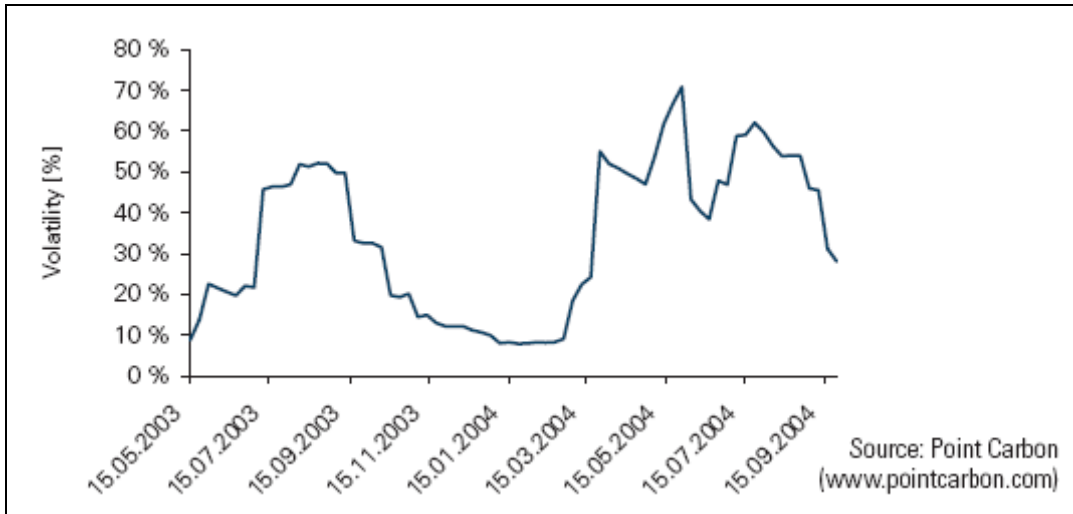


Figure 3. 4 - Variation de la volatilité lors du lancement du EU-ETS. Tiré de Point Carbon (2004, p. 6)

L'incertitude réglementaire aura une très grande influence sur les prix du carbone dans les premières années du MCEX. En effet, le marché du carbone, comme tout autre marché environnemental (le marché du SO₂ aux États-Unis par exemple), est d'abord une création juridique, issue de l'imposition de cibles de réduction d'émissions. Or, le MCEX est lancé bien avant l'entrée en vigueur des règlements annoncés par le Plan canadien, laquelle est prévue pour 2010. Il subsiste donc d'importantes incertitudes concernant les détails des règlements qui entreront en vigueur, mais également des incertitudes politiques encore plus profondes, dans un contexte de gouvernement minoritaire. L'entrée en vigueur de chaque nouveau règlement pourra donc avoir une certaine influence sur le marché et sur les prix du carbone. Un changement de gouvernement, quant à lui, pourrait avoir l'effet d'un tremblement de terre (positif ou négatif).

Fondamentalement, cela s'explique par le fait que les paramètres qui seront fixés dans la réglementation détermineront, dans une large mesure, l'ampleur de l'offre comme celle de la demande de crédits d'émission sur le marché canadien. Si le fait de lancer le marché d'avance permet aux entreprises assujetties de profiter des bas coûts initiaux des crédits d'émission et de gérer le risque de conformité longtemps d'avance, un lancement hâtif implique nécessairement une plus grande incertitude quand au développement du

marché. Cela est de nature à augmenter encore davantage la volatilité à laquelle il faut s'attendre de tout marché en démarrage.

Autre signe de la jeunesse du marché canadien du carbone, bien peu d'information et de statistiques sur les tendances du marché sont disponibles. Par exemple, l'avis obligeant les grands émetteurs assujettis à des réductions à dévoiler leurs niveaux de production et d'émissions n'a été publié qu'en décembre 2007 (Gazette du Canada 2007a), et la date limite qu'il fixe pour la transmission de ces données à Environnement Canada est le 31 mai 2008. En date d'aujourd'hui donc, même les plus hautes instances environnementales du pays n'ont qu'une vague idée de l'intensité d'émission des installations assujetties, et encore moins de son évolution dans le temps. On ne trouve nulle part d'information détaillée sur les niveaux d'écart des industries par rapport à leurs cibles de réduction. Tant que ces informations ne seront pas disponibles et publiées, il sera impossible d'évaluer l'évolution de l'offre et de la demande avec un minimum de précision.

Outre le cadre réglementaire et les niveaux d'intensité d'émission des grands émetteurs, de nombreux autres facteurs auront une influence significative sur le prix du carbone. À ce jour, toutefois, ces derniers demeurent mal définis ou alors disponibles contre rémunération seulement. Il s'agit d'un autre élément contribuant à l'incertitude régnant sur le marché canadien du carbone. Tant que les principaux déterminants des prix du carbone ne seront pas connus et documentés, que cette information ne sera pas accessible à tous les acteurs du marché et qu'on ne saura pas comment s'en servir pour prédire les fluctuations du marché avec justesse, les prix risquent de fluctuer de manière incohérente. Une plus grande certitude quant aux principaux déterminants des prix permettra à un plus grand ensemble d'investisseurs de planifier leurs transactions selon des critères logiques et relativement uniformes, mais d'ici là, il faut s'attendre à une importante volatilité.

Facteurs fondamentaux à moyen et long terme

Il est possible d'identifier un certain nombre de facteurs qui auront une influence mesurable sur les prix négociés au MCEX. Tout d'abord, un important facteur sera la « concurrence » que se livreront les différents mécanismes de conformité prévus au Plan canadien. En effet, il faut se rappeler que le marché du carbone n'est que l'un deux, et que les émetteurs assujettis auront le choix d'avoir recours aux crédits MDP et au fonds technologique. La Figure 3.5 ci-dessous illustre cette concurrence.

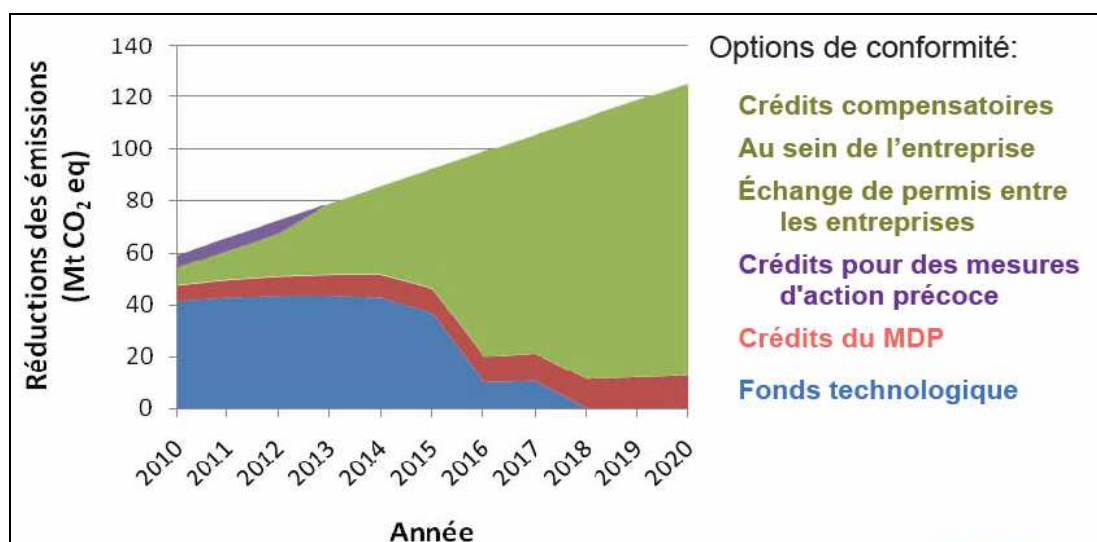


Figure 3. 5 - Part de chacune des options de conformité dans les réductions attendues du Plan canadien. Tiré de Blais et Nolet (2008, p. 17)

Tel qu'illustré ci-haut, c'est le fonds technologique qui constituera, à moyen terme, le principal concurrent des mécanismes de marché pour l'atteinte des cibles de réduction des grands émetteurs. Entre 2010 et 2015, il accaparera probablement une très grande proportion du marché. En effet, le fait d'offrir aux émetteurs réglementés la possibilité de cotiser au fonds technologique, et ce pour des proportions très importantes de leur cible totale de réduction, déviara ces investissements hors du marché du carbone et maintiendra le prix du carbone artificiellement bas jusque vers 2016 environ. À ce moment, les cotisations autorisées au fonds technologique baisseront de manière significative. La Figure 3.6 illustre le cheminement attendu du prix du carbone, jusqu'en 2020. On y note que la tendance haussière suit l'échéancier de la baisse des cotisations autorisées au fonds technologique.

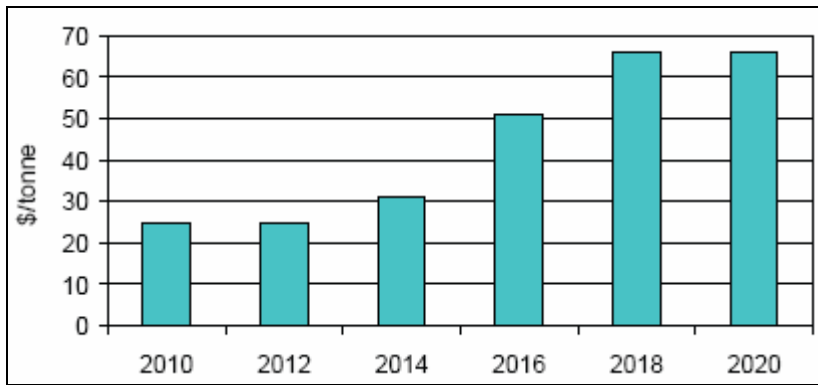


Figure 3. 6 – Prix des émissions de GES industriels en vertu du Plan canadien. Tiré d’Environnement Canada (2008d, p. 7)

Les volumes d’URCE utilisés auront également un impact sur le prix du carbone canadien, du moins pendant les premières années de mise en œuvre du marché, parce qu’ils seront échangés à l’extérieur du MCEX. En prenant pour acquis que les entreprises assujetties n’auront recours au MCEX que pour la partie de leur obligation réglementaire qu’ils ne peuvent remplir ni avec des réductions internes, ni avec des cotisations au fonds technologique, la part restante de leur obligation devra être partagée entre le MCEX et les crédits MDP. Si ces derniers sont très concurrentiels et que les installations assujetties tendent à en utiliser un maximum, soit 10 % de leur obligation de conformité, cela pourrait exercer une pression baissière sur la demande de crédits d’émission sur le MCEX. Le même phénomène a été observé sur les marchés européens (Karmali 2005).

Le synchronisme des investissements dans les changements technologiques est un autre facteur pouvant avoir un effet sur les prix. La coordination des changements technologiques entraînant des réductions d’intensité d’émission et des besoins en crédits d’émission sera un facteur déterminant dans le prix du carbone (Karmali 2005). Dans le cas du Canada, comme l’année de référence pour l’établissement des cibles de réduction est 2006 et que des réductions d’intensité de 18 % devront être réalisées d’ici 2010, il est probable que certaines installations assujetties ne réussissent pas à atteindre ces cibles uniquement par des réductions internes, et ce même si cela serait techniquement possible et rentable sur un échéancier plus allongé. Cette situation pourrait créer une forte demande de crédits d’émission à court terme, permettant ainsi au marché du carbone canadien de prendre son envol. Une trop grande pénurie, par contre, pourrait causer une

envolée des prix ayant un effet paralysant pour des entreprises encore peu accoutumées à gérer leurs émissions de GES. C'est probablement en partie pour compenser ce risque que le gouvernement a mis sur pied le fonds technologique, et que les plus hauts niveaux de cotisation permis sont dans les premières années du Plan canadien.

Les prix de l'énergie auront également un impact direct sur le marché du carbone. Tel qu'illustré à la Figure 3.7 ci-dessous, les prix du pétrole et du gaz naturel sont liés depuis un certain temps. À l'inverse, les prix du charbon demeureront très bas pour de nombreuses années à venir. Dans ces circonstances, une future hausse du prix du pétrole entraînerait également ceux du gaz, ce qui aurait un impact négatif sur le nombre de projets de substitution de combustibles entre le charbon et le gaz en milieu industriel, et également sur la compétitivité des nouvelles centrales au gaz à cycle combiné (Karmali 2005). Ces événements entraîneraient une rareté dans l'offre de crédits d'émission, conjuguée à une hausse de la demande, donc des prix.

À moyen terme cependant, l'émergence d'un marché mondial pour le gaz naturel liquéfié et l'intensification des activités d'extraction (notamment en Alaska) devraient résulter en une hausse des approvisionnements, de laquelle pourrait résulter une coupure du lien rattachant le prix du gaz à celui du pétrole (Karmali 2005, Energy Information Administration 2007). Les projections du gouvernement américain prévoient une légère baisse des prix jusqu'en 2013, suivie d'une hausse graduelle par la suite (Energy Information Administration 2007). Comme l'illustre la Figure 3.8, le gaz naturel devrait donc demeurer compétitif avec le charbon pendant encore plusieurs années pour la production d'électricité.

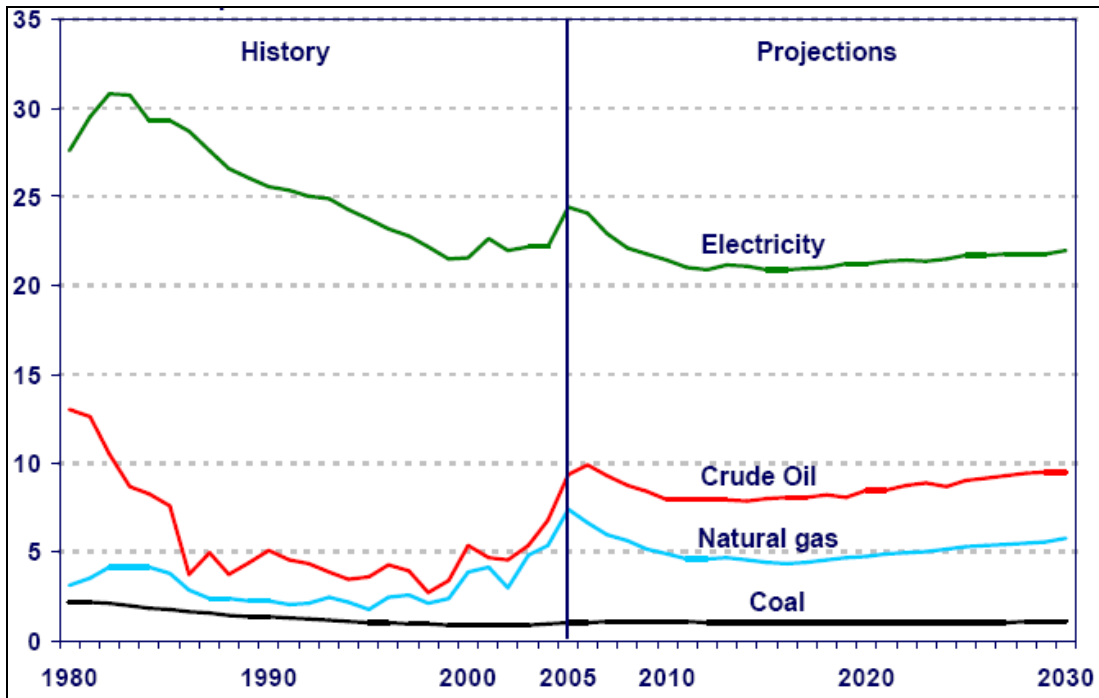


Figure 3. 7 – Prix de l'énergie, 1980-2030, en USD 2005 par million de BTU. Tiré de Energy Information Administration 2007

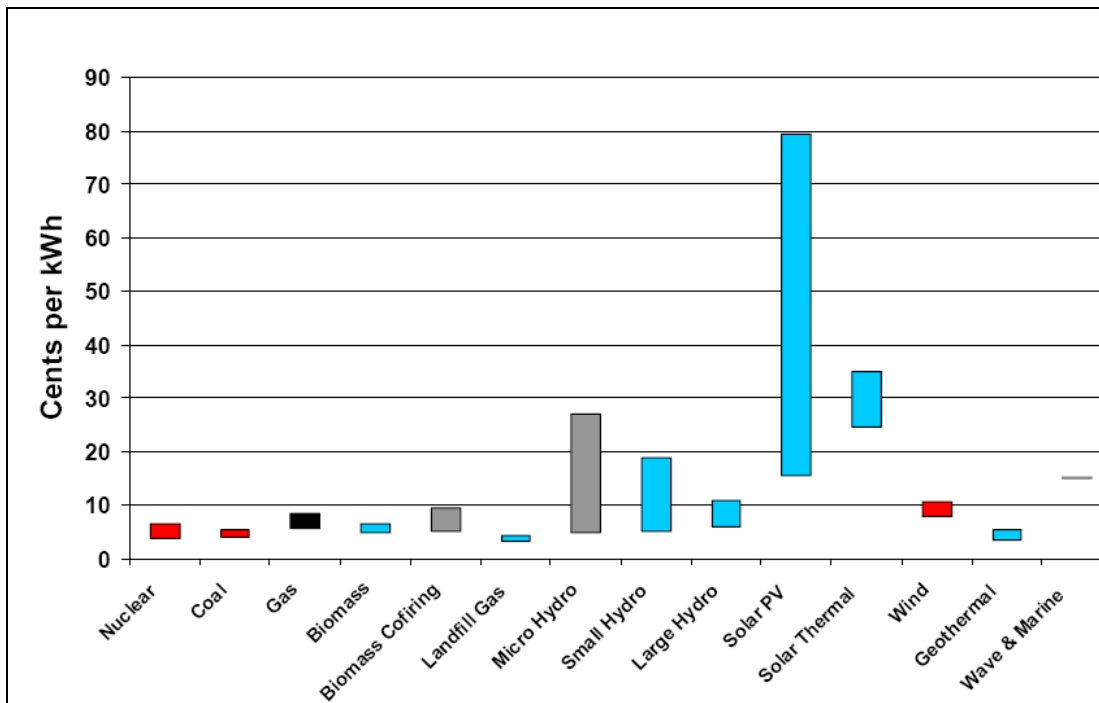


Figure 3. 8 – Comparaison des coûts de production d'électricité en cents canadiens par kWh, selon la technologie utilisée. Tiré de Walden (2006, p. 6)

Facteurs importants sur le marché européen

Enfin, il importe de souligner que plusieurs facteurs fondamentaux pour l'établissement des prix du carbone en Europe ne seront d'aucune influence au Canada, et ce tant que les obligations de réduction d'émissions seront basées sur des cibles d'intensité d'émissions. En effet, l'évolution du climat et l'activité économique sont des facteurs fondamentaux pour les prix du carbone sur le marché européen (Caisse des dépôts et Powernext Carbon 2008). Or, ils ne peuvent avoir une influence que dans un système basé sur des plafonds d'émission.

Le climat est l'un des principaux contributeurs aux variations du prix du carbone en Europe. En effet, la température a un impact direct sur la consommation d'énergie, puisque les hivers froids et les étés chauds augmentent les besoins de chauffage et de climatisation. De plus, les précipitations et le vent influencent la quantité d'énergie renouvelable pouvant être produite. Les variations de ces paramètres pourront donc avoir un impact plus ou moins important sur la production de GES (Turcotte 2006, Caisse des dépôts et Powernext Carbon 2008).

De la même manière, la croissance économique influe sur le niveau d'émission de GES. En effet, à moins d'améliorations marquées en efficacité énergétique, toute hausse de la production d'un pays se traduit en principe par une hausse de ses émissions (Turcotte 2006, Caisse des dépôts et Powernext Carbon 2008).

Or, le système européen est basé sur des plafonds d'émission, contrairement au système canadien qui impose des cibles d'intensité. Ainsi, en Europe, une entreprise qui hausse sa production, pour des raisons climatiques ou économiques, aura toutes les chances de dépasser ses cibles d'émission. Au Canada, le gouvernement a expressément choisi d'instaurer des cibles d'intensité pour éviter que les hausses de production et la croissance économique aient un impact sur le prix du CO₂. Ce système découple la croissance économique des paramètres qui influencent l'offre et la demande de crédits.

Les seules exceptions à ce principe sont les paramètres de précipitations et de vent, qui pourront exercer une influence sur le bilan carbone de certaines entreprises précises : les entreprises d'énergie intégrées, comptant des installations de production d'électricité à l'aide de combustibles fossiles et de ressources renouvelables. Ces entreprises pourront, pour réduire leur intensité d'émission, investir dans la production d'énergie renouvelable. Ce faisant, elles feront baisser leur moyenne d'émission par unité énergétique produite, ce qui contribuera à l'atteinte de leur cible. Le Plan canadien encourage expressément ce comportement. Ainsi, ces entreprises seront affectées par les variations de l'hydrologie de leurs centrales hydroélectriques ou les variations du vent. Cela pourrait avoir une certaine influence sur le prix du carbone, dont l'ampleur restera à déterminer.

3.2.4 Indicateurs de marché

Les marchés financiers développés, sur lesquels beaucoup d'information est disponible, permettent à des analystes spécialisés de concevoir des indicateurs de marché qui visent à en prévoir le comportement. En ce qui concerne le marché du carbone, le meilleur exemple en est la revue Tendances Carbone, qui publie chaque mois six groupes d'indicateurs : synthèse du mois, climat, activité économique, énergie, environnement institutionnel, tableau de bord (Caisse des dépôts et Powernext Carbon 2007). Tel que mentionné à la section précédente, ces indicateurs doivent être examinés avec circonspection avant d'être appliqués au marché canadien. Il est toutefois tout à fait plausible d'envisager la publication éventuelle d'indicateurs de marché spécifiquement développés pour le marché canadien. Les facteurs fondamentaux du marché pourront alors être analysés plus précisément, de manière à prévoir l'évolution du marché avec plus d'exactitude.

D'autres types d'indicateurs, plus techniques ceux-là, sont adaptés d'autres marchés financiers dans le monde. Lorsque davantage d'information sera disponible, il sera possible de réaliser des études détaillées de l'offre et de la demande de crédits d'émission sur le marché canadien. Un indicateur particulièrement utile serait un « solde carbone net ». Pour y arriver, on calculerait l'écart entre le niveau d'émission autorisé par les cibles d'intensité pour une année donnée et l'intensité effective des émissions. Une fois

intégrés une variété de paramètres comme les prévisions d'achat de crédits MDP et les cotisations autorisées au fonds technologique, l'analyste pourra déterminer si le marché est long (surplus de crédits) ou court (pénurie de crédits). En cas de surplus, il faudra prévoir une baisse des prix, et inversement en cas de pénurie (adapté de Point Carbon 2004).

D'autres indicateurs techniques identifient les tendances mineures et majeures, les opportunités de vente ou d'achat et évaluent l'étendue des renversements de tendances. Dans leurs formes les plus simples, les analyses techniques prennent pour acquis que les prix de marché reflètent l'ensemble de l'information disponible, et que l'ensemble des participants du marché a accès à toute cette information.

Un exemple commun de ce type d'analyse est l'identification de niveaux de support et de résistance, qui représentent les niveaux auxquels les prix d'un produit quelconque subit des pressions répétées à la hausse, ou à la baisse. Le niveau de support est habituellement le prix le plus bas dans un graphique, alors que le niveau de résistance est le prix le plus élevé. Si une courbe de prix s'infléchit à ces niveaux de manière répétée sur une certaine période de temps, on peut ainsi les identifier comme les moments les plus propices pour vendre ou acheter, selon le cas. Point Carbon recommandait toutefois, en 2004, de ne pas trop tenir compte de ce type d'analyse compte tenu de l'immaturité du marché européen. Ce conseil semble pouvoir s'appliquer judicieusement au marché canadien de 2008... En effet, tant que la liquidité ne sera pas suffisante et que l'information sur les paramètres fondamentaux du marché ne sera pas assez robuste, la justesse des prédictions issues de ces méthodes restera limitée (Point Carbon 2004).

3.3 Système canadien de crédits compensatoires

Le système national de compensation se veut une manière, pour les industries assujetties au Plan canadien, de financer des réductions d'émissions en dehors de leurs installations au lieu de réduire leurs propres émissions. Comme ce mécanisme s'inspire du concept de l'application conjointe (AC), mécanisme de conformité prévu au protocole de Kyoto, la présente section comparera d'abord ces deux mécanismes. Les types de projets actuellement mis en œuvre dans le cadre de l'AC et les projets de compensation actuellement réalisés pour le marché volontaire nord-américain seront ensuite décrits. Finalement, les secteurs prometteurs pour les entreprises canadiennes seront explorés et les principaux facteurs de fluctuation des coûts seront décrits.

3.3.1 Description détaillée

Système d'application conjointe de Kyoto : description et critiques

Le concept d'application conjointe est apparu pour la première fois à l'article 4.2a) de la Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (ci-après CCNUCC) (Nations Unies 1992). Il permet à un pays de l'Annexe B du protocole de Kyoto de « contribuer aux objectifs du protocole en mettant en œuvre des politiques et mesures, conjointement avec d'autres pays de l'Annexe B ». Autrement dit, un pays contribuera à l'atteinte de sa propre cible de réduction d'émissions en finançant des projets de réduction dans un autre pays, lequel délivrera au pays investisseur des Unités de réduction d'émissions (URE) pour les réductions d'émissions atteintes. On vise ainsi à réduire au minimum le coût global d'atteinte des objectifs de réduction d'émissions de GES, en se basant sur deux prémisses :

- l'impact environnemental des émissions de GES est le même, peu importe le lieu d'émission;
- les coûts marginaux des réductions d'émissions, eux, varient de manière significative selon l'endroit où l'on applique les réductions d'émissions.

Ce mécanisme de flexibilité vise donc à réduire au minimum les coûts d'atteinte des cibles de réduction d'émissions, en permettant de tirer profit de possibilités de réduction moins coûteuses, situées en dehors des frontières du pays. Ce faisant, le système

d'application conjointe permet le transfert d'activités et de technologies dans les pays hôtes, contribuant ainsi à leur capacité de respecter leurs engagements pris en vertu du Protocole de Kyoto et à celle d'atteindre un développement durable. On s'attend à ce que ce soit les pays développés de l'Annexe B (Europe de l'ouest et du nord, Amérique du nord, Australie, Nouvelle-Zélande, Japon) qui investissent dans les pays de l'Annexe B dont les économies sont en transition (Bulgarie, Croatie, République Tchèque, Estonie, Hongrie, Lituanie, Pologne, Roumanie, Russie, Slovaquie, Slovénie, Ukraine et Lettonie) (Karousakis 2006).

En 2001, les accords de Marrakech fixent les règles applicables au processus d'application conjointe (CCNUCC 2001). Un système complexe fut ainsi érigé, en vertu duquel de nombreuses exigences doivent être rencontrées par toutes les parties impliquées dans un projet d'application conjointe.

Les pays hôtes doivent satisfaire à de nombreuses conditions pour participer activement et efficacement au processus d'application conjointe. Ils doivent d'abord remplir les conditions d'éligibilité au statut de pays hôte, qui détermineront leur capacité à émettre et transiger des URE. Deux procédures s'offrent à eux pour y arriver. La première (Track 1) implique des pré-requis stricts mais peu de supervision internationale : les aspirants pays hôtes doivent calculer et enregistrer leur « quantité attribuée » (quantité de GES qu'ils sont autorisés à émettre en vertu du protocole de Kyoto, pour la période 2008-2012), créer un registre national pour suivre tous les transferts d'unités d'émissions, mettre sur pied un système national d'estimation des émissions de GES et des puits de carbone, soumettre un inventaire national annuel d'émissions et tenir une comptabilité précise des transactions effectuées sur leur quantité attribuée, publiée auprès du secrétariat de la CCNUCC. En retour, ils peuvent élaborer leurs propres procédures et lignes directrices pour l'approbation et la vérification des projets d'application conjointe, de même que pour contrôler les transactions d'URE (Karousakis 2006).

Pour ce faire, le pays hôte doit établir une infrastructure institutionnelle et des règles de procédure nationales pour pouvoir effectuer le suivi et le contrôle des projets d'AC ayant

lieu sur son territoire. Il doit d'abord nommer un « point de contact désigné », c'est-à-dire une agence gouvernementale responsable de la réception et du traitement des demandes de projets d'AC, et l'identifier auprès du secrétariat de la CCNUCC. Ensuite, ses lignes directrices et procédures nationales d'approbation des projets d'AC devront prévoir, entre autres, les procédures de réception des projets, les critères de recevabilité pertinents, le processus d'approbation, les procédures de suivi des projets, les procédures de calcul et de vérification des réductions d'émissions et les procédures de communication avec les promoteurs. Tous ces documents doivent être publiés auprès du secrétariat de la CCNUCC, et bien sûr être intégrés dans le droit interne du pays hôte (Karousakis 2006).

À l'inverse, la seconde procédure (Track 2) implique moins de pré-requis mais plus de supervision internationale : les seules obligations des pays hôtes choisissant cette voie sont d'être partie au protocole de Kyoto, de calculer et enregistrer leur quantité attribuée et d'avoir un registre national en place. Cependant, ils doivent suivre les règles internationales pour l'approbation des projets d'application conjointe et la vérification des URE. De plus, ils doivent être supervisés par le Comité de supervision de l'application conjointe (CSAC), lequel établit les procédures relatives à l'application conjointe, dont l'élaboration des normes et procédures pour l'accréditation des entités indépendantes et accrédite les entités indépendantes. À leur tour, les entités indépendantes accréditées (EIA) se chargent de la vérification des projets d'application conjointe Track 2 (Karousakis 2006).

Comme la brève description ci-haut le laisse entendre, le processus d'AC se caractérise par une grande complexité, autant pour les pays impliqués que pour les promoteurs des projets. Une part non négligeable des difficultés sont attribuables au fait que l'application conjointe requiert la mise en place, de A à Z, de nouvelles institutions, nouvelles réglementations, nouveaux marchés, etc. Pour les pays les plus susceptibles d'être pays hôtes, soit les économies en transition de l'Europe de l'est, cela représente un fardeau considérable. De plus, les bénéfices que les pays hôtes peuvent retirer des projets d'AC varient énormément. Or, les pays avec de faibles potentiels d'AC n'ont pas

d'incitatifs sérieux pour investir leurs ressources humaines et financières, souvent limitées, dans ce mécanisme. Même dans les pays avec un fort potentiel, le manque de ressources humaines et financières sont des obstacles sérieux (Karousakis 2006).

C'est pourquoi, au 1^{er} mars 2008, l'AC avait joué un rôle très faible dans le marché du carbone, avec seulement 7 % des volumes d'unités de carbone issues de projets (AC et MDP confondus) lors du premier trimestre (CD4CDM 2008a). Non seulement le nombre de projets est limité mais la valeur des crédits en étant issus est souvent faible. Cela serait attribuable, en partie, aux risques et incertitudes relatifs au cadre institutionnel requis pour la mise en œuvre de l'AC, tant au niveau des pays hôtes qu'au niveau international. On dénote également un manque de transparence, un manque d'échange d'informations et un manque de support aux développeurs dans les pays hôtes. Tous ces facteurs concourent à la méconnaissance des opportunités potentielles relevant de l'AC (Karousakis 2006).

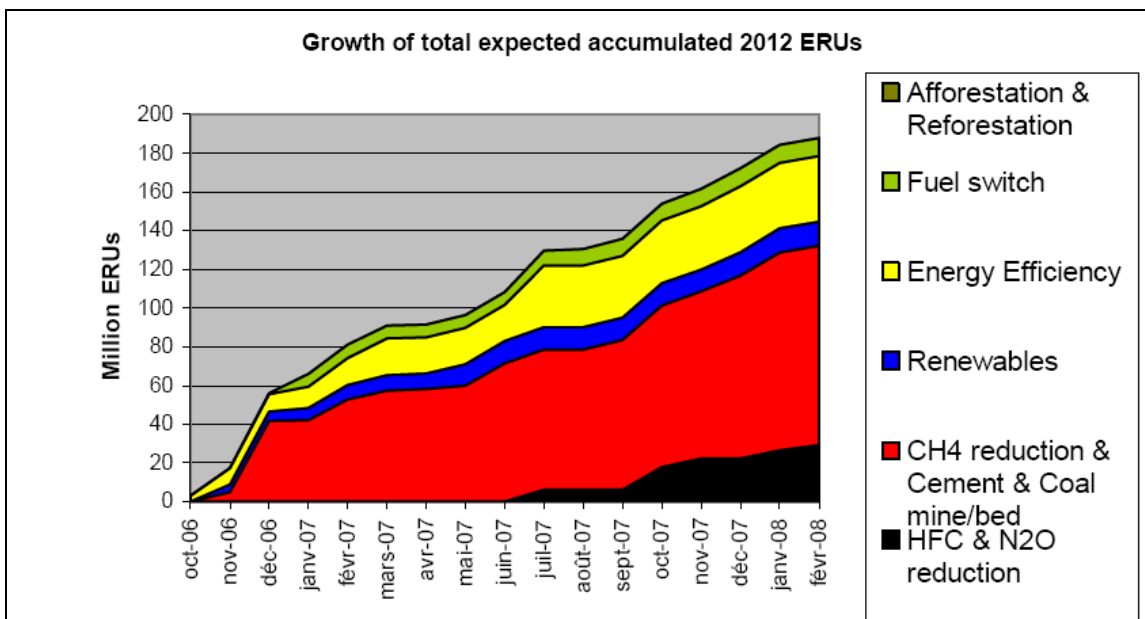


Figure 3. 9 – Croissance des URE accumulées totales attendues en 2012. Tiré de CD4CDM 2008a

Toutefois, comme le démontre la Figure 3.9 ci-dessus, les projets d'AC connaissent une belle croissance depuis le troisième trimestre de 2006 environ (CD4CDM 2008a). Cela

est dû à la mise sur pied du CSAC en 2006 et au fait que les institutions responsables de l'AC sont maintenant mieux rodées. Après un lent départ, on peut maintenant espérer qu'un marché significatif se développera. Notons toutefois que ces chiffres représentent les URE *projetées* et non les URE délivrées. En effet, en date du 1^{er} mars 2008, un seul projet d'AC, délivrant 756 000 URE par année, était définitivement approuvé (CD4CDM 2008a).

Système canadien de crédits compensatoires : intentions gouvernementales et critiques

Le système canadien de crédits compensatoires reproduit le modèle du système d'application conjointe, mais en le ramenant au niveau national : au lieu des pays de l'Annexe B du protocole de Kyoto, ce sont les entreprises assujetties à la réglementation qui pourront contribuer à l'atteinte de leurs cibles de réduction d'émissions en finançant des projets de réduction en dehors des frontières de leurs activités. Ici encore, donc, on vise à réduire au minimum les coûts d'atteinte des cibles de réduction d'émissions en permettant de tirer profit de possibilités de réduction moins coûteuses, mais ces dernières doivent se réaliser à l'intérieur des frontières canadiennes et dans le cadre d'activités qui ne sont pas assujetties à des cibles de réduction d'émissions (Environnement Canada 2008b).

La dimension nationale du système canadien de crédits compensatoires devrait pouvoir assurer que les principaux obstacles à l'implantation vigoureuse de l'AC, soit la complexité des relations internationales, la lenteur de la mise en place des cadres juridiques et institutionnels nécessaires, le manque de ressources gouvernementales et la bureaucratie internationale, soient évités aux entreprises canadiennes qui participeront au système. En effet, dans son dernier document d'information concernant le système canadien de crédits compensatoires, le gouvernement prévoit la publication de documents d'orientation spécifiques pour les différents acteurs du système lors du printemps et de l'été 2008, de même que le début de l'examen des protocoles de quantification au cours de l'été et l'examen des premières demandes de projets à l'automne. Si tout se passe

comme prévu, donc, le système devrait être sur pied à relativement court terme (Environnement Canada 2008b).

Le système sera administré en tant que programme volontaire, conformément à l'article 322 de la LCPE, et sera basé sur 5 principes fondateurs :

1. avantages pour l'environnement – les projets réalisent des réductions de GES et procurent un avantage net pour l'environnement;
2. réalisation de réductions au Canada – les réductions de GES se font à l'échelle nationale;
3. portée optimale – le système favorise les projets dans autant de secteurs et pour autant de types de projets que possible;
4. simplicité administrative – le système est aussi simple et rentable que possible à gérer, et le fardeau assumé par les participants est réduit au minimum;
5. mise à profit de l'expérience – le système s'appuie sur l'expérience tirée des projets pilotes canadiens et des systèmes de crédits par projets entrepris dans d'autres compétences (Environnement Canada 2008b).

Pour être admissibles à générer des crédits compensatoires, les projets devront se situer dans la portée du système et surtout réaliser des réductions réelles, supplémentaires, quantifiées, vérifiées et uniques des GES. Aucune taille minimale n'est requise, et les projets regroupés ou agrégés seront acceptés. Quatre étapes devront être franchies par le promoteur avant de pouvoir générer des crédits :

1. un auteur de protocole élabore un protocole de quantification pour un type de projet, et Environnement Canada approuve ce protocole;
2. un promoteur de projet demande l'enregistrement d'un projet;
3. Environnement Canada enregistre le projet;
4. le promoteur de projet déclare les réductions d'émissions de GES réalisées par le projet enregistré, et veille à ce qu'un vérificateur fournisse un niveau raisonnable d'assurance concernant les réductions revendiquées;

5. Environnement Canada atteste les réductions et accorde des crédits compensatoires (Environnement Canada 2008b).

Ces étapes sont plus détaillées dans la Figure 3.10 ci-dessous.

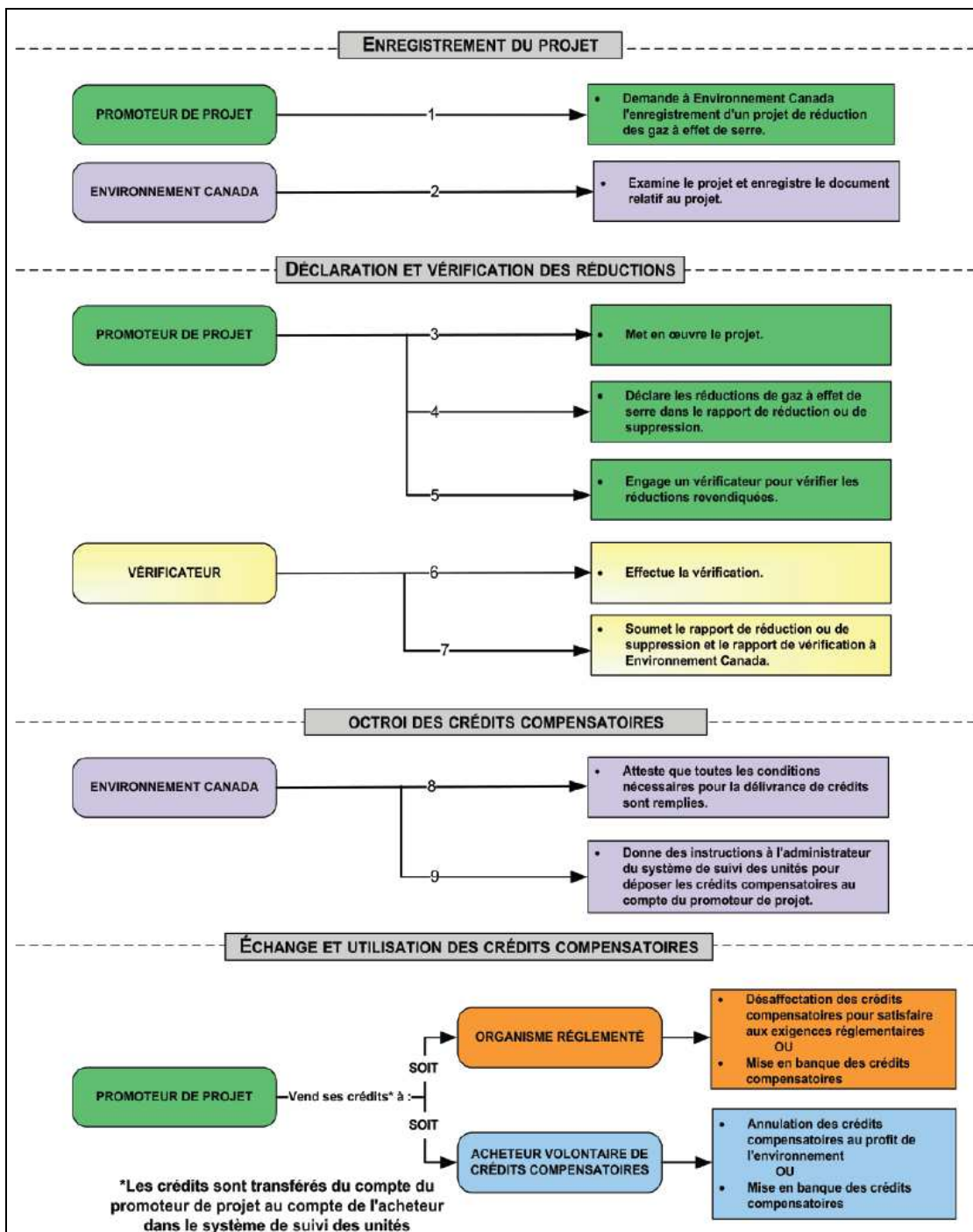


Figure 3. 10 – Processus de création des crédits dans le système de crédits compensatoires du Canada. Tiré d'Environnement Canada 2008b

Tel que mentionné plus haut, de nombreuses étapes doivent encore être franchies avant que le système de crédits compensatoires soit opérationnel. En effet, le gouvernement devra tout d'abord mettre au point les règles détaillées du système de crédits compensatoires. Bien que son document d'information du 10 mars 2008 fournisse un niveau de détails relativement élevé, celui-ci est publié pour susciter les commentaires des parties intéressées. Des modifications aux principes énoncés dans ce document sont donc toujours possibles. Une fois les règles du jeu bien établies, le gouvernement devra ensuite approuver les protocoles de quantification lui étant soumis pour chaque type de projet, enregistrer les projets qui répondent aux exigences d'amissibilité et octroyer les premiers crédits compensatoires pour les réductions vérifiées admissibles, réalisées par les projets enregistrés. Un système de suivi des unités émises et transigées devra également être mis sur pied (Environnement Canada 2008b).

3.3.2 Types de projets actuellement mis en œuvre

Dans le monde

114 projets étaient engagés dans le processus d'AC en date du 1^{er} mars 2008. Ces derniers sont divisés en 6 grandes catégories :

- réductions de N₂O, HFC, PFC et SF₆;
- réductions de CH₄, industrie du ciment, mines de charbon (inclut les projets en agriculture, dans l'industrie du ciment, l'élimination des émissions fugitives, le brûlage de biogaz et les projets de récupération du méthane provenant des mines de charbon);
- énergies renouvelables (inclut la production d'énergie à partir de biogaz et de biomasse, de même que les projets d'énergie géothermique, hydroélectrique, solaire, marémotrice et éolienne) ;
- efficacité énergétique (inclut les projets touchant la distribution d'énergie, l'efficacité dans les foyers, dans les industries, dans les services, dans le transport et dans l'efficacité des centrales de production d'énergie) (CD4CDM 2008a).

Pour une définition plus complète de chacune des catégories et sous-catégories de projets d'AC, voir l'Annexe 3.

La figure 3.11 démontre la répartition des projets dans ces 6 catégories, en fonction du nombre de projets en branle et de la quantité d'URE attendues de chacune d'entre elles.

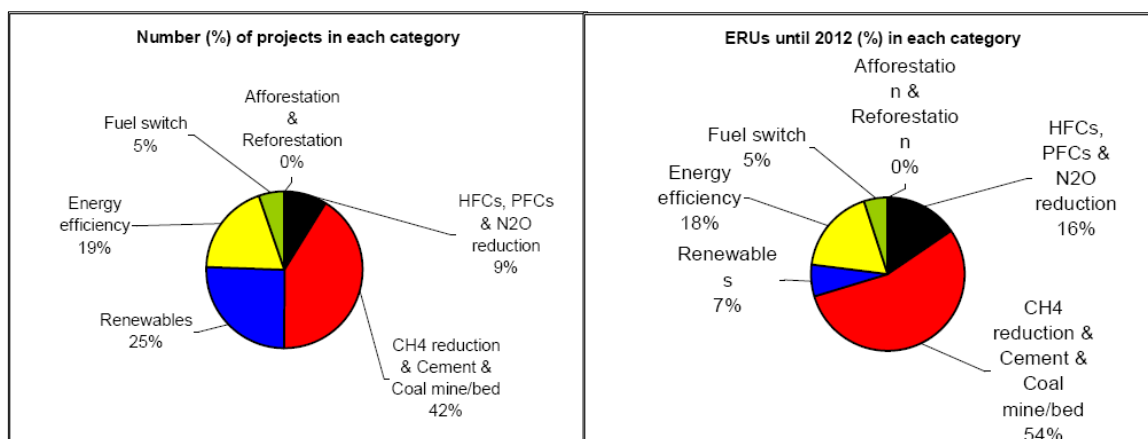


Figure 3.11 – Distribution des projets d'AC dans les grandes catégories de projets, selon leur nombre et la quantité d'URE générées. Tiré de CD4CDM 2008a

On constate que les projets de réduction de HFC, PFC et N₂O, de même que ceux s'attaquant au méthane et à l'industrie du ciment représentent plus de la moitié des projets en cours, et généreront près des trois quarts des URE attendues. Le Tableau 3.1 apporte un regard plus précis sur les types de projets les plus nombreux et ceux générant le plus d'URE. On y voit clairement que les projets générant le plus d'URE sont ceux s'attaquant aux émissions fugitives de méthane. Parmi ces derniers, on retrouve des projets de récupération de méthane de raffinerie, de puits de pétrole et de réseaux de distribution de gaz naturel. Pour des statistiques plus détaillées (répartition des URE générées par pays, pour chaque catégorie de projets), voir l'Annexe 4.

Tableau 3. 1 – Nombre de projets et URE générées, selon la catégorie de projets d'AC. Tiré de CD4CDM 2008a

Projets d'AC en branle (nombre & URE) Type	Tous projets d'AC		
	Projets	1000 URE	2012 kURE
Émissions fugitives	27	14761	68989
Méthane de mine de charbon	11	5016	25082
N ₂ O	7	4835	22185
EE industrie	8	3314	15812
Substitution de combustible fossile	6	1857	9225

EE production d'énergie	10	1795	8973
Gaz d'enfouissement	9	1771	8856
EE génération à partir de sous-produits	1	1557	7787
Énergie éolienne	11	1324	5897
HFC	2	1577	5789
Production d'énergie à partir de biomasse	11	900	4338
Hydroélectricité	6	325	1654
Distribution d'énergie	3	283	1413
PFC	1	233	1165
Biogaz	1	115	682
Afforestation	0	0	0
Agriculture	0	0	0
Ciment	0	0	0
EE ménages	0	0	0
EE services	0	0	0
Énergie marémotrice	0	0	0
Énergie solaire	0	0	0
Géothermie	0	0	0
Reforestation	0	0	0
Transport	0	0	0
Autres	0	0	0
Total	114	39662	187847

En Amérique du Nord

Il existe déjà un marché pour les crédits compensatoires au Canada, grâce aux marchés volontaires de crédits de carbone mais aussi grâce à des projets pilotes lancés par le gouvernement fédéral et certains gouvernements provinciaux dans les années qui ont suivi la signature du protocole de Kyoto.

En effet, le travail sur la conception du système canadien de crédits compensatoires est en cours depuis un certain nombre d'années déjà et a donné naissance à quelques projets pilotes d'échange de crédits d'émission : le Projet pilote d'échange des réductions d'émissions (PERT), le Projet pilote d'échange de réductions des émissions de gaz à effet de serre (PEREG) et l'Initiative du Projet pilote d'élimination et de réduction des émissions et d'apprentissage (PPEREA). Seul ce dernier est toujours opérationnel, mais

prendra fin « en 2008 » (PPEREA 2008). En vertu de ce programme, Environnement Canada a acheté les crédits compensatoires générés par les réductions d'émissions dans 13 projets, réduisant ainsi les émissions de GES de 1 424 074 tonnes de CO₂e pour coût total de 6 831 365,26 dollars. Le prix moyen de ces réductions a été de 4,80\$ par tonne de CO₂e, alors que les prix unitaires ont varié entre 1,70\$ (biogaz d'enfouissement à Guelph) et 18,71\$ (changement de pratiques agricoles en Saskatchewan) (PPEREA 2008). Les projets choisis, dans les domaines de la capture et de la combustion du biogaz d'enfouissement, de la foresterie, de l'agriculture et de l'énergie renouvelable, sont détaillés au Tableau 3.2.

Tableau 3. 2 – Projets de compensation réalisés au Canada avec le PPEREA. Tiré de PPEREA 2008

Projets sur les changements climatiques	Réductions totales (tonnes CO₂e)	Prix payé à la tonne de CO₂e (\$)	Prix total (\$)
Ville de Guelph - Réductions d'émissions directes grâce à l'expansion et à l'opération d'un système de capture et de combustion des gaz d'enfouissement au site d'enfouissement Eastview Landfill à Guelph.	282 000	1,70 \$	479 400,00 \$
Ville de London - Réductions d'émissions directes grâce à l'installation d'un système de capture et de combustion des gaz d'enfouissement au site d'enfouissement W12A à London.	350 000	2,96 \$	1 036 000,00 \$
Ville de Peterborough - Réductions d'émissions directes grâce à l'expansion et à l'opération d'un système de capture et de combustion des gaz d'enfouissement, site d'enfouissement South Fill Area (SFA) de la Peterborough County/City Waste Management Facility.	115 796	3,75 \$	434 235,00 \$

André Simard et associés - Réductions d'émissions directes grâce à l'installation et l'opération d'un système de capture et de combustion des gaz d'enfouissement au site d'enfouissement de Saint-Tite-des-Caps.	151 810	6,90 \$	1 047 489,00 \$
Alberta-Pacific(Alpac) - Réductions nettes de GES en réduisant l'étendue des lignes sismiques et en prévenant la déforestation dans la zone de gestion forestière (ZGF) d'Alpac, qui fait partie de la forêt boréale.	62 697	2,75 \$	172 416,75 \$
Alberta-Pacific (Alpac) - Réductions d'émissions, projet de reboisement avec des peupliers hybrides sur une terre privée. En plus d'offrir une nouvelle source de fibre pour l'usine, ces plantations permettront de piéger et de stocker le carbone.	117 083	2,75 \$	321 978,25 \$
Horizon Vert Centre-du-Québec - Piégeage de carbone dans les sols agricoles en convertissant des terres cultivées conventionnellement en prairies et pâturages permanents, à Nicolet, Victoriaville et Drummondville.	11 880	6,50 \$	77 220,00 \$
Saskatchewan Soil Conservation Association (SSCA) - Piégeage biologique par la substitution de pratiques agricoles à labours réduits par des pratiques sans labours, dans des fermes de l'Ontario et des Prairies.	53 447	18,71 \$	999 993,37 \$
The Corporation of the City of North Bay - Réductions d'émissions grâce à un système de captage et de combustion des gaz d'enfouissement au site d'enfouissement Merrick.	83 361	6,49 \$	541 012,89 \$
Biothermica - Réductions d'émissions grâce à une meilleure gestion d'un système existant de captage et de combustion de gaz d'enfouissement au site d'enfouissement technique Cook de Gatineau (Québec).	20 000	13,50 \$	270 000,00 \$

Nexen - Réductions d'émissions liées au développement du parc d'éoliennes de Soderglen, d'une puissance de 70,5 MW, dans le sud de l'Alberta.	120 000 (Phase I)	8,00 \$	960 000,00 \$
	10 000 (Phase II)	12,50 \$	125 000,00 \$
Suncor - Réductions d'émissions grâce au développement d'un parc d'éoliennes de 30 MW dans le sud-ouest de l'Alberta.	s/o	s/o	s/o
Kettles Hill - Réductions d'émissions grâce au développement d'un parc d'éoliennes de 63 MW à Kettles Hill, près de Pincher Creek, en Alberta.	46 000	7,97 \$	366 620,00 \$
TOTAL ET PRIX MOYEN PAR TONNE	1 424 074	4,80 \$	6 831 365,26 \$

De nombreux autres projets de compensation d'émissions ont lieu en Amérique du Nord et au Canada grâce au marché volontaire du carbone. Le marché volontaire du carbone peut se définir comme incluant toutes les transactions de crédits de carbone non encadrées par la loi, comme l'achat de crédits par des institutions et individus pour compenser leurs émissions ou l'achat de crédits directement d'un développeur de projet pour les retirer ou les revendre. Deux grandes catégories de « vendeurs » se partagent le marché, soit le Chicago Climate Exchange (CCX) et une pléthore d'entreprises offrant des services de compensation pour les émissions de GES de ses clients, comme l'organisme montréalais Planétair (bien que les projets menés par ce dernier n'aient pas lieu en sol canadien) (Planétair 2008).

Selon une étude réalisée en 2007 sous la supervision de l'organisme New Carbon Finance, 43 % de toutes les réductions volontaires de 2006 issues de projets de compensation ont eu lieu en Amérique du Nord. Ces projets ont eu lieu dans les secteurs de la foresterie, du méthane, des énergies renouvelables, de l'efficacité énergétique et de la destruction des gaz industriels. Le Tableau 3.3 recense les réductions attribuables à chaque type de projet de manière précise.

Tableau 3. 3 – Transactions enregistrées de crédits sur les marchés volontaires en 2006, hors CCX, selon leur type et emplacement (le signe + indique que les répondants ont indiqué avoir réalisé des transactions de ce type sans fournir de volume). Tiré de New Carbon Finance (2007, p. 25)

ktCO2	Asia	Africa	North America	South America	Europe & Russia	Australia / Other	Total	Percent
1. Forestry	19	328	2,343	659	128	28	3,505	36%
<i>Afforestation / reforestation plantation</i>	18	4	6	193	0	0	221	2%
<i>Afforestation / reforestation mixed native</i>	1	308	2,337	157	128	26	2,957	31%
<i>Avoided deforestation</i>	0+	16+	0	309	0	2	327	3%
2. Methane	28	0	184	1	39	0	253	3%
<i>Methane - livestock</i>	28	0	42+	1	39	0	110	1%
<i>Methane - landfill</i>	0	0	39+	0	0	0	39	0%
<i>Methane – coal</i>	0	0	103	0	0	0	103	1%
3. Renewable	1,823	188	296	456	300	111	3,173	33%
<i>Off grid renewable energy</i>	823+	148+	0	205+	300	11	1,487	15%
<i>Renewable energy credits (RECs)</i>	1,000	40	296+	251	0	100	1,686	17%
4. Energy Efficiency	251+	40+	28	7	106	87+	518	5%
5. Industrial Gas	0	0	1,183	800	0	0	1,983	20%
6. Mixed / Other	27	0	141	0	16	60+	244	3%
Total:	2,147	556	4,175	1,923	589	286	9,676	100%
Percent:	22%	6%	43%	20%	6%	3%	100%	

Selon les données ci-haut, les projets de foresterie et de destruction des gaz industriels dominent le marché des crédits volontaires hors CCX (New Carbon Finance 2007). Du côté du CCX, 12 930 000 des 26 342 000 tonnes de CO₂e vendues sous forme de crédits compensatoires, soit 49 %, proviennent de projets de stockage de carbone dans les sols agricoles et de la foresterie. Deux des projets fournissant actuellement des projets au CCX ont lieu en sol canadien : un projet de stockage de carbone dans les sols agricoles et un projet de brûlage de biogaz d'enfouissement (Chicago Climate Exchange 2008a).

3.3.3 Secteurs prometteurs au Canada

Avec son énorme territoire, ses importantes sources de méthane et ses vastes superficies agricoles et forestières, le Canada a un fort potentiel de marché pour des projets de réduction d'émissions, de séquestration biologique et de séquestration géologique (Page 2006). Environnement Canada prévoit ainsi que le signal de prix des crédits

compensatoires génère des réductions de quelque 55 mégatonnes en vertu de la réglementation sur les gaz à effet de serre, des améliorations dans la gestion des émissions et des changements éconergétiques mis en place dans la consommation d'énergie et dans les pratiques d'exploitation. On suppose également que le captage des gaz d'enfouissement, l'agriculture et la foresterie seront d'importants fournisseurs de crédits compensatoires, étant donné l'effet conjugué des mesures fédérales et de celles de provinces comme l'Ontario, la Saskatchewan et le Québec, qui songent à établir des systèmes d'encouragement aux réductions d'émissions dans les activités forestières et agricoles (Environnement Canada 2008b). Par exemple, dans son livre vert sur l'avenir du secteur forestier, Québec envisage d'accorder des superficies forestières non ou mal régénérées à des entreprises de plantation forestière, pour fins de création de crédits de carbone (Ministère des Ressources naturelles et de la Faune 2008). Les projections d'Environnement Canada sont détaillées à la Figure 3.12.

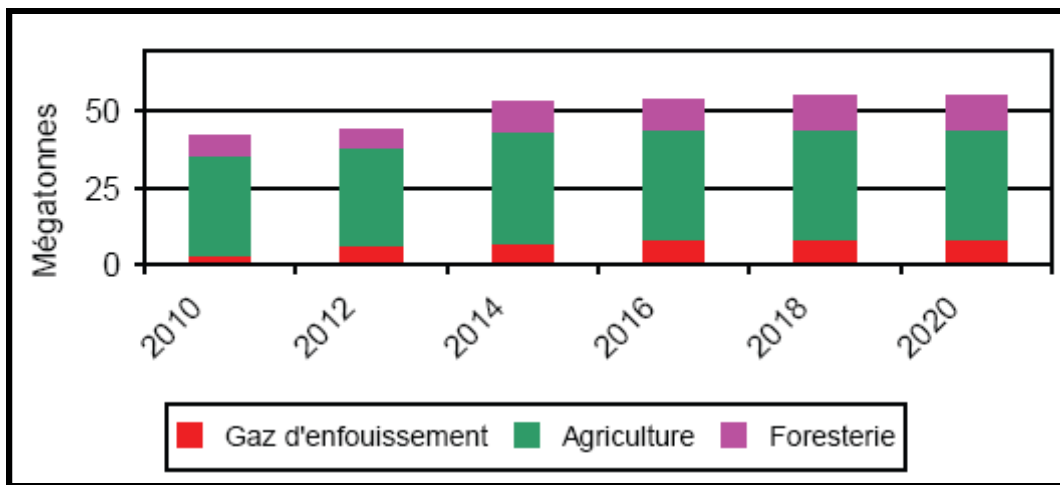


Figure 3. 11 – Réduction des GES liés au gaz d'enfouissement, à l'agriculture et à la foresterie. Tiré d'Environnement Canada (2008d, p. 11)

Dans le secteur agricole, la naissance d'un signal de prix pour les crédits compensatoires pourra stimuler l'adoption de pratiques agricoles qui permettent non seulement de stocker le carbone ou d'en diminuer les émissions mais qui comportent également nombre d'autres avantages au niveau environnemental. Par exemple, l'adoption de méthodes culturales telles que le semis direct, qui permet de stocker une grande quantité de carbone

dans les sols agricoles tout en étant rentable, sera stimulée. On peut escompter une amélioration parallèle de la santé des sols et même, dans certains cas, une augmentation des rendements agricoles (Menkovic 2008). Dans le même ordre d'idée, certaines technologies agricoles de mitigation des émissions comme les digesteurs de lisier en mode anaérobie, pourront profiter de l'apport de financement associé à la création de crédits de carbone pour s'implanter massivement dans les installations agricoles canadiennes. En effet, ces systèmes, comme le procédé Bio-Terre, sont opérationnels mais non rentables pour le moment, étant donné leurs coûts d'opération. Or, s'ils étaient installés sur une grande quantité de fermes d'élevage, ils pourraient permettre de générer des revenus substantiels. De plus, ces systèmes permettent non seulement d'éviter les rejets de méthane et d'oxyde nitreux associés à l'entreposage de lisier, mais aussi de chauffer les bâtiments avec le biogaz généré et de réduire la pollution agricole des cours d'eau de manière significative (Bio-terre Systems 2008).

La production d'énergie renouvelable est un autre secteur prometteur mais les possibilités de réaliser des profits avec ce type de projets en sol québécois reste à voir. En effet, comme l'immense majorité de l'électricité produite au Québec est de source hydroélectrique, sa substitution par de l'énergie éolienne ou hydroélectrique à petite échelle n'aura pas d'impact discernable au niveau des émissions de GES. Or, si l'évaluation des réductions d'émissions que fera Environnement Canada avant d'accorder les crédits tient compte des facteurs d'émissions de l'énergie produite dans chaque province (donc de l'énergie substituée), il se pourrait bien que les projets d'énergie renouvelable québécois ne soient pas éligibles à l'obtention de crédits compensatoires. Des projets de valorisation de la biomasse, par contre, pourraient être intéressants.

Tel que mentionné plus haut, le secteur de la gestion des matières résiduelles comportera également son lot d'opportunités. Outre la récupération et le torchage du biogaz, des projets de compostage pourraient également être éligibles à l'obtention de crédits compensatoires (Gagnon-Lebrun 2007). Finalement, toutes les autres opportunités présentes dans l'économie canadienne non réglementée par le Plan canadien méritent d'être explorées. Que ce soit grâce à l'efficacité énergétique, à des substitutions de

carburant ou à la destruction de gaz industriels, toute opportunité de contribuer à la lutte contre les changements climatiques tout en retirant un bénéfice pécuniaire doit être saisie.

3.3.4 Facteurs de fluctuation de la valeur des crédits compensatoires

Selon les auteurs Frankhauser et Lavric, cités dans Karousakis 2006, les principaux facteurs généraux qui interviennent dans la sélection des projets d'application conjointe sont :

- l'ampleur du potentiel de réductions d'émissions à faible coût;
- les capacités institutionnelles du pays hôte;
- le climat d'affaires en général, incluant la stabilité politique et économique du pays, l'avancement des réformes structurelles, de la libéralisation et de la privatisation (dans les économies en transition de l'Europe de l'est), la qualité du système judiciaire et la prépondérance de la corruption.

Lorsque l'on transpose ces facteurs au contexte canadien, il devient évident que seul le premier est applicable. En effet, ni les capacités institutionnelles ni le climat d'affaires canadien ne sont de nature à nuire à la bonne marche des projets de compensation. Une fois les règles du jeu clairement fixées, le facteur le plus fondamental qui déterminera la viabilité d'un projet de compensation sera donc son potentiel de génération de crédits compensatoires au coût marginal le plus faible possible.

Le coût marginal des réductions d'émissions générées par un projet est influencé par une multitude de facteurs. Tout d'abord, les coûts techniques varieront énormément d'un projet à l'autre, et seront influencés par des facteurs tels que :

- le type de projet (par exemple, un projet en milieu industriel vs. en milieu agricole);
- l'ampleur des réductions atteintes;
- le rapport coûts initiaux / vitesse du retour sur investissement;
- les profits générés par les bénéfices collatéraux (par exemple, baisse des coûts énergétiques entraînés par un projet d'efficacité énergétique) (New Carbon Finance 2007).

À cela s'ajoutent les frais de transaction et d'administration (coûts d'élaboration de protocole de quantification le cas échéant, coûts de vérification, intermédiaires) et finalement le profit retiré par le développeur du projet.

L'ampleur du profit que pourra engranger le développeur est soumis aux risques et incertitudes reliés à un projet : plus le projet sera risqué, plus un développeur se ménagera une marge de profit importante. Alors que certaines incertitudes peuvent être prévues et planifiées adéquatement (dans les contrats de projet et de vente de crédits, par exemple), d'autres comporteront toujours un élément de risque. Les principaux risques reliés à la réalisation de projets de compensation et aux transactions de crédits sont les suivants :

- **propriété des crédits;** il est essentiel que les droits de propriété des crédits compensatoires soient clairement attribués dans tous les documents juridiques relatifs à un projet (contrat de projet, contrat de vente de crédits, etc.). De plus, toutes les personnes pouvant réclamer un droit à la propriété des crédits doivent être identifiées et le développeur de projet doit obtenir d'eux une renonciation explicite à ce droit. Mis à part le développeur du projet, les autres personnes pouvant faire valoir un droit sur la propriété des crédits peuvent être les participants au projet, le propriétaire des lieux où le projet a lieu et le fournisseur de la technologie utilisée pour le projet.
- **Obligation de livraison et pénalités possibles;** il sera sage, pour un émetteur assujéti à des cibles de réduction des émissions, d'exiger de son fournisseur de crédits une certaine forme de garantie de livraison, de manière à s'exposer le moins possible à des risques de non-conformité réglementaire. Or, comme la validité des crédits compensatoires ne sera confirmée que très tard, soit juste avant la conclusion de la vente entre le vendeur (le développeur de projet) et l'acheteur, il sera difficile pour les développeurs de projets d'offrir de telles garanties. De plus, plusieurs entreprises qui développeront des projets seront des petites entreprises. Des frais supplémentaires seront donc à prévoir, autant pour le vendeur que pour l'acheteur, pour souscrire à une assurance qui couvrira la transaction.

- **Modifications réglementaires;** affirmer que le système canadien de crédits compensatoires est encore jeune serait un euphémisme fort déplacé. De fait, le système officiel n'est pas encore né. Il est donc à prévoir que certains détails de son application seront modifiés dans les années à venir, alors que le rodage du système aura mis en évidence l'opportunité d'y apporter des modifications. Il serait prudent de tenir compte de ces risques dans l'établissement du prix des crédits mis en vente au Canada.
- **Approbation gouvernementale;** plus un industriel s'associera à un projet tôt dans son développement, plus l'incertitude quant à la livraison de crédits sera grande et plus il pourra exiger un bas prix pour les crédits. En effet, la valeur des crédits compensatoires à venir augmentera au fur et à mesure que l'incertitude quant à leur délivrance finale s'amenuisera. Tel que mentionné plus haut, la validité des crédits compensatoires sera soumise à deux approbations prévues par la loi, soit celle d'un vérificateur indépendant et celle d'Environnement Canada. L'incertitude sera diminuée par la certification des réductions par le vérificateur, mais il subsistera tout de même un risque qu'Environnement Canada ne reconnaisse pas les réductions. Le choix de l'étape à laquelle se joindre à un projet de compensation devra donc se faire, pour un émetteur industriel, en fonction de ce rapport prix/risque.
- **Bien intangible;** jusqu'à la reconnaissance des réductions d'émissions produites par un projet, les crédits compensatoires sont des biens intangibles puisqu'ils n'ont pas encore été émis par le gouvernement. Cette incertitude impose l'exigence de comptabiliser les réductions d'émissions escomptées de la manière la plus précise possible lors d'un transfert de propriété.
- **Incertitudes de marché et fluctuation des prix;** la bourse canadienne du carbone n'étant pas encore opérationnelle, presque toutes les transactions de crédits compensatoires ayant eu lieu en sol canadien ont été conclues sur une base bilatérale. Bien peu d'information est donc disponible sur les prix exigés pour les crédits et les termes des contrats ayant été conclus. Cette situation rend la tâche des négociateurs difficile, tant du côté des vendeurs que de celui des acheteurs, puisqu'ils ont peu d'information à laquelle se référer pour évaluer leur risque et l'harmoniser à leurs revendications. Pour l'instant, le seul signal de la valeur que prendra le carbone sur

le marché canadien dans les prochaines années est la valeur des cotisations exigées pour cotiser au fonds technologique, et la seule certitude est que le prix des crédits compensatoires devra lui être inférieure pour être compétitif (Alberta Environment 2007).

3.4 Mécanisme pour un développement propre

Le Plan canadien réserve aux grands émetteurs le droit d'utiliser le mécanisme pour un développement propre (MDP) du protocole de Kyoto pour l'atteinte d'une proportion maximale de 10 % de leur cible de réduction. La présente section s'attardera donc à décrire ce mécanisme de conformité plus en détails, avant de faire l'inventaire des types de projets les plus populaires et des secteurs les plus prometteurs. Finalement, les principaux facteurs de fluctuation des coûts seront présentés.

3.4.1 Description détaillée

Tout comme l'application conjointe, le MDP permet à un pays de compenser ses propres émissions de GES en réalisant des réductions d'émissions à l'extérieur de ses frontières. Il se base également sur les mêmes prémisses de base, à savoir que l'impact environnemental des émissions de GES est le même peu importe le lieu d'émission, et que les coûts marginaux des réductions d'émissions varient de manière significative selon l'endroit où l'on applique les réductions. Toujours comme l'application conjointe, il vise à réduire au minimum le coût global d'atteinte des objectifs de réduction d'émissions de GES, en permettant de tirer profit de possibilités de réduction moins coûteuses situées en dehors des frontières du pays.

Le MDP se distingue toutefois de l'application conjointe en ce qui concerne les pays où il est applicable. En effet, il est réservé à la réalisation de projets de réduction d'émissions ou de séquestration de GES dans les pays ne faisant pas partie de l'annexe 1 du protocole de Kyoto. Un cadre juridique international adapté à cette particularité a donc été adopté.

Cadre international

Tel que mentionné plus haut, le MDP est un mécanisme de droit international, supervisé par des institutions créées à cette fin. Il se concrétise par la réalisation de projets de réduction d'émissions ou de séquestration de GES dans des pays ne faisant pas partie de l'Annexe 1 du protocole de Kyoto, donc des pays « du Sud ». Les règles internationales permettent la participation des secteurs public et privé. Elles fournissent aussi un encadrement à l'audit indépendant d'un projet donné, à l'ensemble des approbations

nationales et internationales devant être obtenues, de même qu'à la mesure et la vérification des réductions d'émissions qui seront créditées.

La « monnaie » créée par les projets MDP est l'Unité de réduction certifiée des émissions (URCE). Pour contribuer à leur cible de réduction d'émissions, les pays de l'Annexe 1 supportent des projets de développement durable en achetant les URCE provenant de ces projets. On s'attend normalement à ce que les URCE aient un coût marginal plus avantageux que des réductions effectuées dans le pays investisseur mais en revanche, le développement des projets est de plus longue durée et leur mise en œuvre implique davantage de risques. La vente des URCE procure un retour supplémentaire sur l'investissement, alors que la participation au MDP, en soi, est de nature à éliminer certaines barrières à la mise en œuvre de projets en sol étranger. L'objectif est qu'il en résulte des projets durables, qui n'auraient pas été mis en œuvre en d'autres circonstances. On s'attend donc à ce que les revenus issus de projets de développement durable soient augmentés et à ce que les investissements en technologies propres dans les pays ne faisant pas partie de l'annexe 1 soient catalysés (Ministry of Housing, Spatial Planning and the Environment 2004).

Les trois objectifs du MDP sont énoncés à l'article 12 du protocole de Kyoto :

- contribuer au développement durable dans les pays ne faisant pas partie de l'Annexe 1. Les projets retenus ne devront donc pas entraîner un niveau inacceptable de conséquences environnementales néfastes;
- contribuer à l'objectif ultime de la CCNUCC : atténuer les changements climatiques. Les projets retenus devront donc générer des réductions d'émissions additionnelles, c'est-à-dire des réductions qui ne se seraient pas matérialisées sans le MDP;
- aider les pays de l'Annexe 1 à se conformer à leurs engagements de réductions d'émissions.

Une imposante structure internationale a été mise sur pied pour atteindre ces trois objectifs. C'est lors de la Conférence des Parties, tenue à Montréal en novembre et

décembre 2005, que le cadre juridique final du MDP a été adopté (UNFCCC 2005). De nombreux organes administratifs sont ainsi créés ou se voient attribuer de nouveaux rôles.

La **COP/MOP** (*Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol*) est l'organe international suprême du protocole de Kyoto. Elle regroupe les pays ayant ratifié le protocole de Kyoto et se réunit une fois l'an pour voir au développement du cadre institutionnel général du MDP. Plus spécifiquement, elle prend les décisions relatives aux modifications du cadre juridique du MDP proposées par le Conseil exécutif du MDP, révisé les rapports annuels de ce dernier, désigne les entités opérationnelles, révisé la distribution géographique de projets MDP et prend les mesures institutionnelles nécessaires pour l'améliorer, et s'implique pour arranger le financement du MDP (Decision 3/CMP.1, Annex B) (UNFCCC 2005).

Le **Conseil exécutif du MDP** (CEMDP) est spécifiquement responsable de la mise en œuvre du MDP. Il s'agit d'un sous-organe du bureau de la CCNUCC, lui-même étant un organisme des Nations Unies. Il supervise donc le MDP en accomplissant, entre autres, les tâches suivantes :

- approbation des méthodologies relatives au calcul des lignes de base, aux plans de suivi et à la détermination des limites des projets;
- accréditation des entités opérationnelles, qui seront officiellement désignées par la COP/MOP;
- développer, maintenir et publier l'ensemble des règles, procédures, méthodologies et normes relatives au MDP;
- développer et maintenir le registre public du MDP (Decision 3/CMP.1) (UNFCCC 2005).

Les **Autorités nationales désignées** (AND) sont les autorités gouvernementales officiellement responsables de l'approbation des projets MDP par les pays participants (Parties). Ce sont elles qui, par leur approbation d'un projet, donnent à ce dernier la légitimité internationale dont il a besoin pour entrer dans le processus du MDP. L'alinéa

12(5)a) du protocole de Kyoto exige en effet que la participation au MDP soit volontaire mais approuvée par chaque Partie concernée. Plus tard, les accords de Marrakech ont précisé que les participants à un projet MDP doivent obtenir l'autorisation écrite de l'autorité nationale désignée de chaque Partie participante (alinéa 40a) de l'annexe de la décision 17/CP.7) (CCNUCC 2001). Quant à lui, le *Glossary of CDM Terms*, publié par le CEMDP, définit les modalités complètes de l'*Approbation par les Parties intéressées* : une AND autorise par agrément écrit la participation d'une entité particulière en tant que promoteur pour une activité donnée. Cet agrément est adressé à l'entité opérationnelle désignée pertinente et doit comprendre une déclaration selon laquelle :

- la Partie a ratifié le protocole de Kyoto;
- la participation volontaire à l'activité (projet) proposée est agréée;
- dans le cas d'une Partie hôte, l'activité proposée contribue au développement durable (CDM Executive Board 2007).

Notons qu'une liste des AND par pays et les noms des personnes ressources y travaillant sont disponibles sur le site Internet de la Convention (UNFCCC 2008a).

Les **entités opérationnelles désignées** (EOD) sont des personnes morales, publiques ou privées, ayant été officiellement désignées par la COP/MOP suite à leur accréditation par le CEMDP. Elles sont qualifiées pour valider les projets proposés, de même que pour vérifier et certifier les réductions d'émissions engendrées par les projets MDP (paragraphe 27, annexe de la décision 3/CMP.1) (UNFCCC 2005). Ce sont les participants à un projet qui les engagent contractuellement à effectuer ces tâches pour eux. Sauf exception, une EOD effectuera la validation ou la vérification et la certification pour un même projet. Elle pourra toutefois, suite à l'obtention d'une autorisation du CEMDP en ce sens, remplir toutes ces fonctions pour un seul et même projet (CDM Executive Board 2007). La liste des entités opérationnelles dûment désignées est également disponible sur le site internet de la Convention (UNFCCC 2008b).

Finalement, les **participants au projet** sont les promoteurs d'un projet. Ils peuvent prendre la forme d'une Partie au protocole de Kyoto, donc un pays (si ladite Partie a indiqué être participante à un projet), ou celle d'une entreprise privée dûment autorisée par une Partie à réaliser un projet MDP, en vertu du paragraphe 33 de l'Annexe de la décision 3/CMP.1 (UNFCCC 2005). Les modalités d'obtention de cette autorisation seront détaillées à la prochaine section.

Tel que démontré dans les paragraphes ci-haut, la participation au MDP est un processus très lourd, impliquant une multitude d'acteurs tant publics que privés, aux niveaux international et national. C'est cette lourdeur qui a déjà valu au MDP d'être qualifié « d'extraordinairement bureaucratique » (New Energy Finance 2006).

Cadre national

Le CREIGES de mars 2008 contient quelques précisions sur le traitement qui sera réservé à l'utilisation d'URCE issues du MDP dans le système canadien. Tout d'abord, on y réitère que les entreprises assujetties à des cibles de réduction pourront utiliser des URCE à des fins de conformité, mais uniquement dans une proportion de 10 % de leur cible totale. Le gouvernement annonce également que les crédits issus de projets de destruction de HFC-23 et de puits forestiers ne seront pas admissibles. Les premiers seront interdits parce que la destruction des HFC-23 est réalisée dans des usines de production de HCFC-22, une substance appauvrissant la couche d'ozone dont la production est interdite par le protocole de Montréal. Or, le fait de rendre monnayable la destruction de HFC-23 risque d'entraîner une augmentation de la production mondiale de HCFC-22. Les crédits issus de puits forestiers, eux, seront interdits parce que ces derniers sont temporaires et doivent être renouvelés périodiquement. Selon le gouvernement, le fait de les accepter rendrait le système canadien plus complexe et coûteux à opérer, sans vraiment réduire davantage les coûts de conformité (Gouvernement du Canada 2008).

Le Plan canadien est silencieux sur l'échéancier de mise en œuvre du MDP au Canada mais les gouvernements précédents avaient déjà réalisé certaines avancées relativement à

l'entrée du Canada dans le MDP. Comme le Plan canadien ne prévoit pas expressément le remplacement des structures déjà en place (ni ne les mentionne d'ailleurs), il est permis d'assumer que ces institutions ne seront pas bouleversées outre mesure et que les règles en place à l'heure actuelle demeureront à peu près les mêmes.

L'autorité nationale désignée pour le Canada est le Bureau du Mécanisme pour un développement propre et de l'Application conjointe, du Ministère des Affaires étrangères et du Commerce international du Canada (ci-après « Bureau du MDP »). C'est donc lui qui a la responsabilité d'accorder aux promoteurs de projets MDP deux documents essentiels : (I) les autorisations de participation, qui autorisent une entité privée ou publique à participer à un projet MDP pour le compte du Canada, et (II) les approbations de participation volontaire, qui doivent se trouver au dossier pour que le CEMDP enregistre un projet.

Étapes à suivre pour les entreprises canadiennes

Une entreprise canadienne souhaitant mener à terme un projet MDP aura de nombreuses étapes à franchir avant d'engranger les revenus de la vente de ses URCE. Une longue phase de conception inclura notamment la conception comme telle du projet, l'étude de sa faisabilité et de sa rentabilité, la préparation de la documentation nécessaire par le promoteur, l'obtention des approbations des AND concernées, la validation par une EOD et l'enregistrement du projet par le CEMDP. Suivra ensuite la mise en œuvre du projet : la mise en œuvre du projet comme telle et sa surveillance par le promoteur, la vérification et la certification des réductions d'émissions par une autre EOD, et finalement l'émission des URCE par le CEMDP.

Lors de la réalisation de ces étapes, certaines considérations seront cruciales pour le promoteur. Tout d'abord, une variable essentielle dans le succès d'un projet MDP est son approbation par le pays hôte. En effet, pour être mis en œuvre sur le territoire d'un pays, un projet doit être conforme aux lois et règlements en vigueur. Ensuite, pour qu'un projet soit éligible au MDP, il doit répondre aux objectifs de développement durable du pays hôte et être officiellement approuvé par ce dernier. Il est donc primordial, pour un

promoteur, de se mettre en contact avec l'AND du pays hôte le plus tôt possible dans le cycle du projet, pour l'associer le plus possible au projet et en faciliter l'approbation officielle (Agence française du développement 2004).

Il sera également important de s'assurer, pendant la phase de conception, que le projet est bel et bien éligible au MDP. Le promoteur devra garder à l'esprit que le MDP est un mécanisme restrictif impliquant des critères d'éligibilité stricts, notamment en ce qui a trait à l'additionnalité des réductions d'émissions de GES et aux autres conséquences environnementales négatives pouvant découler du projet. Dans l'éventualité où un projet dans un pays en voie de développement ne serait pas éligible au MDP, il devra générer suffisamment de revenus pour être rentable sans l'apport financier supplémentaire venant de la vente des URCE. Si le projet est éligible au MDP, toutefois, sa planification financière devra tenir compte des contraintes liées à l'adhésion à un mécanisme international : la durée du processus d'enregistrement est particulièrement longue (entre un et deux ans) et les coûts qui y sont associés sont considérables (entre 50 000€ et 500 000€) (Ministry of Housing, Spatial Planning and the Environment 2004).

L'étape la plus complexe et la plus dispendieuse du processus d'enregistrement est souvent la rédaction du *Project design document*, ou PDD. Il s'agit d'une étude technique détaillée du projet, qui doit comprendre, entre autres, les informations suivantes :

- description du projet;
- méthodologie relative au scénario de référence et à l'évaluation de l'additionnalité;
- période de comptabilisation;
- plan de suivi;
- estimation des émissions/réductions/séquestration de GES par source;
- impacts environnementaux et sociaux;
- observations des parties prenantes sur la conception du projet (Appendix C, Decision 3/CMP.1) (UNFCCC 2005).

Étant donné les difficultés associées à la rédaction d'un tel document, il est souvent préférable de faire appel à des consultants expérimentés.

Une autre étape cruciale du processus d'enregistrement du projet est sa validation par une EOD. Cette dernière se base surtout sur le PDD, qu'elle évalue en fonction des exigences du MDP. Notons que l'EOD est choisie par le promoteur.

À cette étape, l'EOD rend le PDD public pour une période de 30 jours et recueille les commentaires du public. Sur la base de ces commentaires et de son analyse du PDD, l'EOD prend sa décision sur la validation du projet. Elle en informe les participants du projet et rend également son rapport de validation public. Les modalités de la validation sont décrites aux paragraphes 37 et suivants de l'annexe de la Décision 3/CMP.1 (UNFCCC 2005).

Finalement, une fois le projet validé, il est enregistré par le CEMDP. C'est là son acceptation formelle en tant que projet MDP. Une fois cette étape accomplie, le projet pourra être concrètement mis en œuvre et, une fois les obligations de vérification et de certification accomplies, le promoteur encaissera les URCE découlant du projet.

3.4.2 Types de projets actuellement mis en œuvre

Bien que complexe, le MDP connaît un beau succès depuis quelques années. En effet, en date du 1^{er} mars 2008, 3082 projets étaient engagés dans le processus, desquels on attend la génération de plus de 2,5 milliards d'URCE d'ici 2012, et plus de 5,7 milliards d'ici 2020. Il s'agit d'une production plus de treize fois supérieure à celle de l'AC.

Les projets engagés dans le processus du MDP au 1^{er} mars 2008 se répartissent en 8 grandes catégories :

- réductions de N₂O, HFC, PFC et SF₆;
- énergies renouvelables (inclut la production d'énergie à partir de biogaz et de biomasse, de même que les projets d'énergie géothermique, hydroélectrique, solaire, marémotrice et éolienne) ;

- réductions de CH₄, industrie du ciment, mines de charbon (inclut les projets en agriculture, dans l'industrie du ciment, l'élimination des émissions fugitives, le brûlage de biogaz et les projets de récupération du méthane provenant des mines de charbon);
- efficacité énergétique dans la production d'énergie;
- substitution de combustible fossile;
- efficacité énergétique, volet demande (inclut les projets touchant la distribution d'énergie, l'efficacité dans les foyers, dans les industries et dans les services) ;
- afforestation et reforestation;
- transport (CD4CDM 2008b).

Pour une définition plus complète de chacune des catégories et sous-catégories de projets d'AC, voir l'Annexe 5.

La Figure 3.12 démontre la répartition des projets dans ces 6 catégories, en fonction du nombre de projets en branle et de la quantité d'URCE attendues de chacune d'entre elles.

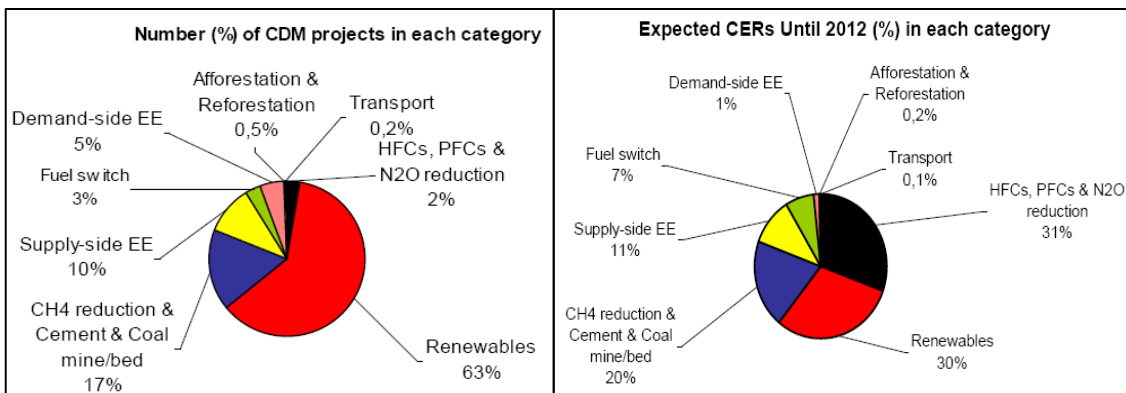


Figure 3. 12 – Distribution des projets MDP dans les grandes catégories de projets, selon leur nombre et la quantité d'URCE générées. Tiré de CD4CDM 2008b

La Figure 3.13, elle, illustre l'évolution dans le temps des parts de marché occupées par les différents types de projets et les pays où ont lieu les projets.

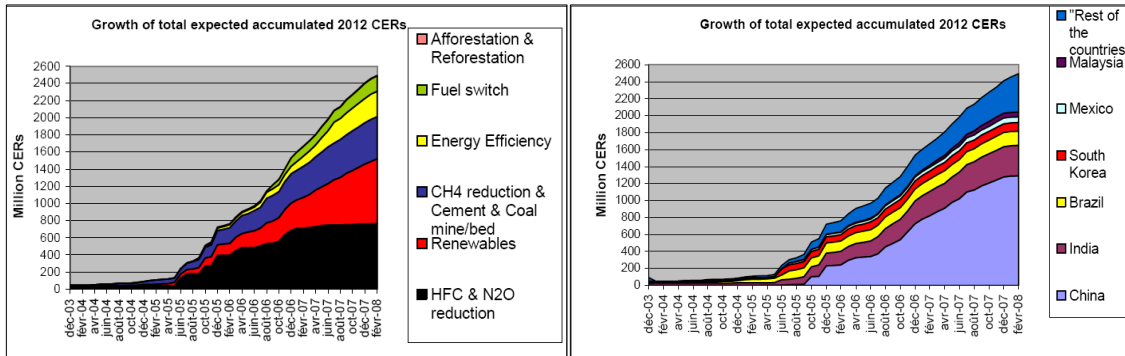


Figure 3. 13 – « Parts de marché » des projets MDP, selon leur catégorie et leur pays d'accueil. Tiré de CD4CDM 2008b

Plusieurs conclusions peuvent être tirées des figures ci-dessus. Tout d'abord, malgré leur nombre très limité, les projets de réduction de HFC, PFC et N₂O occupent une place prépondérante sur le marché du MDP. Les projets de destruction de HFC-23, en particulier, sont extrêmement rentables. En effet, comme l'illustre le Tableau 3.4 ci-dessous, malgré leur faible nombre (19 projets sur 3082...), ils occupent la première place au classement des catégories de projets générant le plus d'URCE. Notons toutefois qu'aucun nouveau projet de destruction de HFC-23 n'a été admis au MDP, depuis que la COP/MOP envisage de déclarer inadmissibles les projets de destruction de HFC-23 provenant de nouvelles usines. En effet, tel qu'exposé plus haut, leur très grande rentabilité pourrait avoir pour effet collatéral de stimuler la mise en fonction de nouvelles usines de HCFC-22, une substance appauvrissant la couche d'ozone interdite par la Protocole de Montréal (Décision 8/CMP.1) (UNFCCC 2005). Les projets d'énergie renouvelables, par contre, sont très nombreux mais génèrent moins d'URCE par projet. Pour un regard plus précis sur les types de projets mis en œuvre et les quantités d'URCE qu'ils génèrent, voir le Tableau 3.4. Pour des statistiques encore plus détaillées (répartition des URCE générées par pays, pour chaque catégorie de projets), voir l'Annexe 6.

Au niveau des pays hôtes de projets MDP, il ressort clairement de la Figure 3.14 que la part du lion revient à la Chine. Malgré un régime réglementaire très strict (Wilder et Willis 2007), c'est elle qui réussit à générer le plus de crédits. Par ailleurs, il est intéressant de constater que 6 pays se partagent environ 80 % des revenus du MDP.

Tableau 3. 4 – Nombre de projets et URCE générées, selon la catégorie de projets MDP.
Traduit de CD4CDM 2008b

Projets MDP en branle (nombre & URCE)	Tous projets MDP			
	Projets	1000 URCE	2012 kURCE	2020 kURCE
HFCs	19	81792	501209	1118653
Hydro	789	74857	356071	928820
N ₂ O	56	46298	262200	621201
Gaz d'enfouissement	245	41388	240610	512591
EE, production à partir de sous-produits	274	45955	240779	503436
Substitution de combustible fossile	104	35096	178487	408743
Énergie éolienne	385	31578	168500	390391
Production d'énergie à partir de biomasse	493	27565	164040	359625
Méthane de mine de charbon	47	20915	114293	274772
Émissions fugitives	22	9190	57551	124094
Biogaz	204	9903	50496	117347
Agriculture	175	6674	44165	77764
Ciment	36	5449	36757	65901
EE, production d'énergie	30	6379	22740	76098
EE, industrie	136	5372	28662	58308
Géothermie	11	2002	11791	26920
Reforestation	12	690	4406	11610
Transport	6	592	3460	8014
Afforestation	3	331	1808	6902
Énergie solaire	16	388	2122	4612
Énergie marémotrice	1	315	1104	3631
Efficacité énergétique (EE), ménages	8	236	1226	2537
Distribution d'énergie	4	129	1053	1886
PFCs	2	166	944	1664
EE, services	4	38	216	574
Capture de CO ₂	0	0	0	
Total	3082	453302	2494690	5706093

Dans un autre ordre d'idées, malgré la lenteur de la mise en œuvre du protocole de Kyoto au Canada, certaines entreprises canadiennes n'ont pas attendu avant de réaliser des projets MDP. En effet, au 1^{er} mars 2008, on comptait 55 projets impliquant des intérêts canadiens. En se basant strictement sur cette donnée, le Canada est donc plus impliqué dans le MDP que de nombreux pays européens ayant mis en place des plans de réduction des émissions bien avant le Canada, comme le Danemark, l'Autriche et la France. Comparé aux 784 projets impliquant des intérêts britanniques, toutefois, il devient clair que la contribution canadienne au MDP est encore modeste (CD4CDM 2008b). Pour une liste complète des projets canadiens, voir l'Annexe 7.

3.4.3 Perspectives de développement

Les perspectives de développement de projets varient selon les différents secteurs dans lesquels les projets en question ont lieu.

Tel que démontré au Tableau 3.4 ci-haut, le secteur des gaz industriels représente toujours une part significative du marché, avec une production d'URCE estimée à 764 353 000 d'ici 2012, soit un peu plus de 30 % de l'ensemble des URCE attendues. De ce nombre, 501 209 000 proviennent de la destruction d'HFC-23 et 262 200 000 de la destruction de N₂O. Ces types de projets sont souvent qualifiés de « low-hanging fruits » puisqu'ils se caractérisent par de courts délais de mise en œuvre, générant de grandes quantités d'URCE et nécessitant peu d'investissements. De plus, en raison de leur relative simplicité, l'additionnalité des réductions d'émissions qu'ils produisent est relativement facile à démontrer et ils impliquent de faibles coûts de transaction (Brennwald et Möller 2007). Les avantages évidents de ces types de projets ont fait en sorte que les investisseurs ont cherché à exploiter leur potentiel économique en priorité, comme l'indiquent la croissance initiale rapide de leurs parts de marché, et sa stagnation depuis la fin de 2006. Le potentiel futur de ce type de projets est donc fort limité, et encore plus si l'on considère le fait que la COP/MOP envisage de rendre les projets de destruction de HFC-23 provenant de nouvelles usines inadmissibles au MDP (UNFCCC 2007b).

Généralisant maintenant 30 % des URCE attendues d'ici 2012, le secteur des énergies renouvelables est en forte croissance, tel qu'illustré à la Figure 3.14. Cette croissance serait surtout causée par la décision du gouvernement chinois d'identifier les projets d'énergies alternatives comme un secteur à prioriser, une tentative de répondre à la hausse de la demande énergétique chinoise de manière un peu plus durable (World Bank 2007). De la même manière, la proportion de projets d'efficacité énergétique et de substitution de combustibles fossiles est également en hausse, mais surtout dans les installations industrielles. En effet, le développement de projets d'efficacité énergétique dans les ménages est limité par des problèmes méthodologiques : par exemple, il est difficile de démontrer l'additionnalité de projets qui sont rentables à leur face même mais

dont la mise en œuvre ne s'est jamais faite, pour des raisons comme le manque d'information ou une certaine inertie dans le comportement des consommateurs (World Bank 2007).

Les projets de captation de méthane représentent une part importante des URCE que l'on s'attend à générer d'ici 2012 (20 %). Parmi les types de projets entrant dans cette catégorie, la captation du méthane des mines de charbon représenterait le meilleur potentiel pour l'avenir, en raison de volumes d'URCE produites importants et prévisibles (World Bank 2007). À l'opposé, les projets de captation de gaz d'enfouissement font face à davantage de difficultés. En effet, ce sont ceux dont la performance de délivrance des URCE (qui se définit comme le ratio entre la quantité d'URCE effectivement émises par le CEMDP et les réductions d'émissions prévues par le PDD) est la plus faible, soit autour de 20 %. En comparaison, l'ensemble des projets a un taux de délivrance moyen de 80 %. Différentes raisons expliquant cette contre performance sont, entre autres, la surestimation des quantités de méthane produites par le lieu d'enfouissement au stade de la modélisation, la conception inadéquate des systèmes de captage, l'exploitation non optimale des lieux d'enfouissement ou d'autres facteurs externes. Des retards dans la date de démarrage d'un projet, causés par des facteurs comme des difficultés d'obtention des équipements requis, des retards dans la délivrance des permis d'exploitation ou l'impossibilité de conclure le financement comme prévu, peuvent également réduire substantiellement la quantité d'URCE émises d'ici 2012, puisque dans les faits le projet aura été en opération moins longtemps (World Bank 2007).

Le potentiel dans les autres secteurs est relativement marginal. En particulier, le secteur de l'agro-foresterie, qui ne représentait qu'environ 2 % du marché MDP ne sera pas d'un grand attrait pour les entreprises canadiennes à moyen terme, puisque les règlements annoncés excluent la possibilité d'y avoir recours.

En ce qui a trait au succès des pays hôtes, plusieurs autres facteurs expliquent le nombre de projets qu'ils réussissent à attirer aujourd'hui, et ceux qu'ils attireront dans l'avenir. Le principal de ces facteurs est bien sûr la présence de nombreuses opportunités de

réduction d'émissions à bas prix. En cette matière, ce sont la Chine, l'Inde et le Brésil qui arrivent en tête. Cela s'explique surtout par leur taille, du point de vue de leur économie et de leur démographie. En effet, plus la taille d'un pays sera grande, plus il sera susceptible d'avoir un haut taux d'industrialisation, jumelé à une forte croissance de la demande énergétique et des émissions de GES. Ces trois caractéristiques combinées recèlent généralement une multitude d'opportunités de réduction à faible coût, dont une large part de projets de destruction de gaz industriels. La croissance de la demande énergétique en Chine et en Inde, en particulier, offre un fort potentiel pour des projets d'énergie renouvelable ou d'efficacité énergétique (Brennwald et Möller 2007).

Le climat d'investissement et la présence d'un cadre législatif favorisant l'implantation de projets MDP sont d'autres facteurs déterminants dans le pouvoir d'attraction qu'exercera un pays sur les investisseurs. En effet, pour qu'un pays attire les capitaux étrangers dans des projets MDP, il est essentiel que le cadre réglementaire encadrant ces activités soit clair, précis, exhaustif et fiable. De plus, le pays doit présenter une stabilité politique et économique suffisante. Ici encore, la Chine, l'Inde et le Brésil sont les trois pays qui se démarquent le plus. En effet, ces trois pays ont mis en place leurs AND rapidement (2005 pour la Chine, 2004 pour le Brésil et 2003 pour l'Inde), mais ont surtout adopté des cadres réglementaires faisant en sorte que leurs marchés MDP atteignent leur plein potentiel (Brennwald et Möller 2007).

Finalement, la présence d'entreprises du secteur privé détenant les compétences nécessaires pour soutenir l'implantation de projets MDP est une autre caractéristique essentielle des pays ayant réussi à attirer beaucoup de capitaux étrangers dans ce domaine. En d'autres termes, le développement d'une « conscience nationale » du MDP, tant au public qu'au privé, permet le développement d'un grand nombre de professionnels pouvant ensuite mettre l'épaule à la roue pour faire avancer la cause du MDP dans leur propre pays. À ce chapitre, ce sont la Chine et l'Inde qui ont le mieux réussi jusqu'à maintenant (Brennwald et Möller 2007).

Il est toutefois probable que d'autres pays réussissent à tirer leur épingle du jeu dans les années à venir. Bien que les caractéristiques économiques de la Chine, de l'Inde et du Brésil leur soient propres et que bien peu d'autres pays puissent prétendre offrir un aussi fort potentiel de réductions d'émissions à bas prix, de nombreux autres pays ont la capacité de mettre en place les cadres institutionnels et réglementaires requis. De plus, les investisseurs cherchent de plus en plus à diversifier leurs portefeuilles d'investissements, en mettant en œuvre des projets MDP ailleurs que dans les marchés bien établis. On vise ainsi à réduire le risque que la Chine et l'Inde, détenant une position de force sur le marché du MDP, cherchent à influencer plus directement les prix des URCE, les conditions de vente de crédits ou même l'offre d'URCE sur les marchés mondiaux. Ainsi, des pays comme le Mexique, la Malaisie et la Corée du Sud tirent de mieux en mieux leur épingle du jeu (Brennwald et Möller 2007).

3.4.4 Facteurs de fluctuation de la valeur des crédits MDP

Contrairement aux autres mécanismes de conformité prévus par le Plan canadien, le MDP est international. De ce fait, les facteurs influençant la valeur des URCE dépassent largement les frontières canadiennes et sont plus complexes que dans le cas du système canadien de compensation. Au surplus, il s'agit d'un marché non standardisé, où l'immense majorité des transactions se concluent encore de gré à gré, ce qui explique la grande variabilité des prix offerts pour les URCE, tel qu'illustré à la Figure 3.14. Notons que, ici encore, seuls les facteurs les plus déterminants seront exposés.

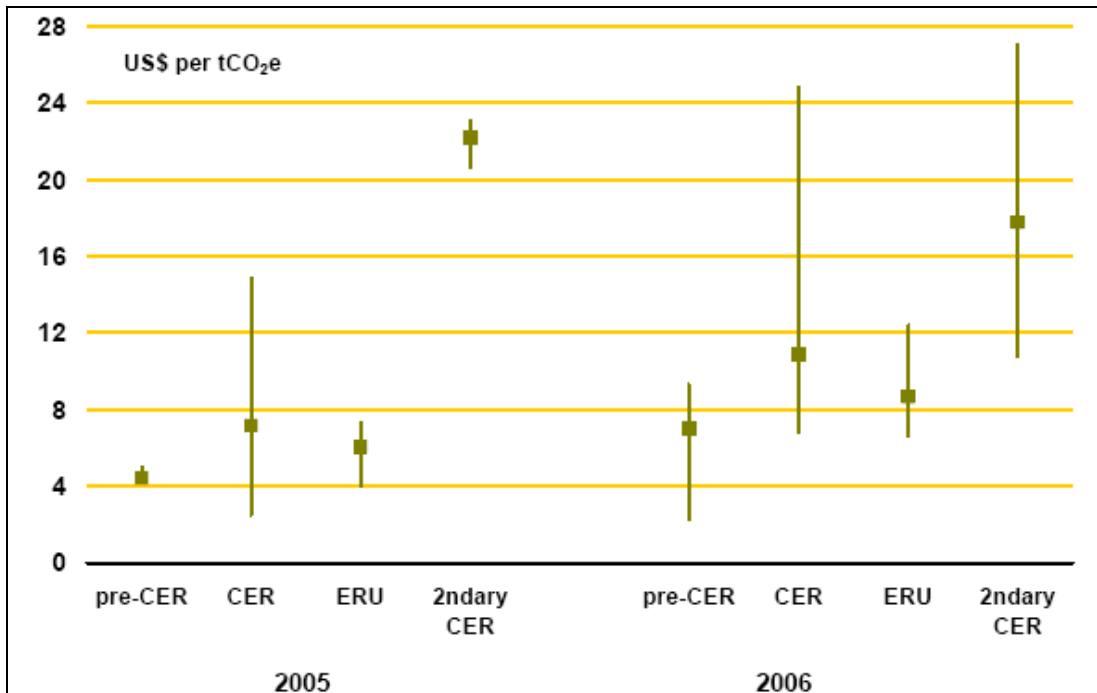


Figure 3. 14 – Prix observés pour différents types d’actifs carbone, en 2005 et 2006. Tiré de Carbon Finance (2007, p. 31)

Facteurs « macro »

Les principaux facteurs qui influencent le marché du MDP sont des facteurs « macro », qui sont différents des facteurs macro-économiques traditionnels. En effet, bien que la demande d’URCE soit influencée par la croissance économique et la hausse de la consommation énergétique émettant des GES, les principaux facteurs d’influence des prix des URCE sont les processus politiques et administratifs qui définissent la mise en œuvre des traités internationaux de réduction d’émissions (Nordseth, Buen et Lokshall 2007).

Négociations internationales

Les facteurs les plus fondamentaux influençant la valeur des URCE à long terme sont géopolitiques. En effet, comme le MDP est une création du droit international, la valeur attribuée aux unités de réduction d’émissions qui en découlent est directement liée aux négociations climatiques internationales. Ainsi, la COP/MOP, qui encadre le MDP, prend à chaque année des décisions qui affectent, positivement ou négativement, la valeur moyenne des URCE (Nordseth, Buen et Lokshall 2007). L’incertitude qui entoure

la définition du cadre législatif « post-Kyoto » joue également sur la valeur des URCE : comme ni les modalités ni l'existence même d'obligations de réductions supplémentaires n'ont encore été fixées pour la période post-2012, nul ne connaît l'aspect que prendront l'offre et la demande d'URCE après 2012. Notons qu'il a été décidé aux conférences de Montréal et de Nairobi que les URCE produites entre 2008 et 2012 pourraient être conservées et utilisées pour la période post-2012, ce qui contribue à maintenir leur valeur (Nordseth, Buen et Lokshall 2007). Toutefois, dans l'éventualité où les négociations « post-Kyoto » étaient un échec, la valeur de presque toutes les catégories d'actifs carbone, y compris les URCE, chuterait.

Processus administratifs

L'offre d'URCE à long terme est directement influencée par les décisions du CEMDP : comme c'est cet organe qui décide de l'admissibilité des différents projets au MDP, il influence directement le volume d'URCE disponibles (Nordseth, Buen et Lokshall 2007).

Décisions politiques

La demande à long terme, elle, sera surtout déterminée par les décisions politiques que prendront les pays européens pour se conformer à leurs obligations. Comme on sait, les pays Européens de l'Annexe B du protocole de Kyoto sont soumis à des obligations de réduction d'émissions qu'ils entendent respecter. Or, plusieurs pays de l'Europe de l'ouest n'atteindront pas leurs cibles par leurs seuls efforts de réduction à l'intérieur de leurs frontières et devront avoir recours à des crédits d'émissions venant de l'étranger. Trois choix principaux s'offrent à eux : les URCE provenant du MDP, les URE issues de l'Application conjointe ou les AAU, ou *Assigned Amount Units*, provenant d'autres pays de l'Annexe B ayant réussi à baisser leur niveau d'émissions au-delà de la cible qu'ils avaient convenu lors de la signature du protocole de Kyoto (Nordseth, Buen et Lokshall 2007).

Il a été évalué que les volumes d'AAU générées par la chute de la production industrielle des pays de l'Europe de l'Est, suite à l'effondrement du bloc soviétique, pourrait suffire pour permettre à tous les pays de l'Annexe B de respecter leurs cibles. Si les pays de

l'Europe de l'ouest décidaient d'avoir massivement recours à ce type de crédits, cela influencerait négativement la demande internationale pour les URCE et les URE, ce qui pourrait en faire baisser les prix de manière significative (Nordseth, Buen et Lokshall 2007). Toutefois, comme les réductions d'émissions survenues en Europe de l'Est au début des années 90 ne sont pas dues à des politiques de réduction d'émissions délibérées mais bien à l'effondrement d'un régime politique, de nombreuses critiques dénoncent le recours au AAU pour respecter les cibles de Kyoto, les qualifiant de « hot air » (Woerdman 2005). Il faudra donc voir si ces critiques sauront tempérer le recours au AAU.

Par ailleurs, les pays membres du EU-ETS, ou *European Union Emissions Trading Scheme*, transfèrent une partie de leur obligation de réduction à leur secteur privé, en les assujettissant à des cibles de réduction. Les modalités d'applications de ces cibles sont définies par chaque pays dans un NAP, ou *National Allocation Plan*. Évidemment, tout dépendant des modalités en question, le marché du MDP sera plus ou moins affecté. Le niveau des plafonds d'émissions, mais aussi les limites à l'utilisation d'URCE, affecteront la demande provenant des pays européens. Cette limite varie entre 7 % de la cible en Lituanie et 20 % en Allemagne (Nordseth, Buen et Lokshall 2007). Le Canada, avec la limite de 10 % annoncée dans le Plan canadien, se situe en-dessous de la moyenne.

Prix du carbone sur le EU-ETS

Finalement, le prix des crédits de carbone produits par les entreprises européennes assujetties au EU-ETS, appelés EUA ou *European Union Allowances*, est devenu l'étalon pour la définition des prix de tous les produits reliés au marché du carbone. Il y aura donc un lien très fort entre les prix des URCE/URE et le prix des EUA, sur les marchés spot. Ces trois marchés partageront donc plusieurs facteurs de fluctuation des prix, et les prix des URCE seront influencés par les problématiques de distribution des permis d'émissions aux entreprises européennes. Même des facteurs étrangers au MDP, comme le prix des carburants fossiles et la météo européenne, auront une influence sur le MDP (Nordseth, Buen et Lokshall 2007).

Facteurs « micro »

La valeur des URCE est également très sensible à des facteurs ayant trait aux caractéristiques intrinsèques des projets concernés, de même qu'aux termes des contrats de vente entre les parties vendeuses et acheteuses. En effet, la distribution du risque entre l'acheteur et le vendeur peut entraîner une fluctuation du prix des URCE allant jusqu'à 75 % (Nordseth, Buen et Lokshall 2007).

Répartition du risque

Comme pour le marché des crédits compensatoires, le marché du MDP n'est pas standardisé, c'est-à-dire que les termes et conditions de vente d'URCE ne sont pas prédéterminés. Ces dernières ont donc une influence directe sur les prix demandés. Bien que pouvant être d'une variété presque infinie, Point Carbon classe les types de contrats de vente d'URCE en quatre grandes catégories :

1. Le vendeur s'engage à prendre tous les moyens nécessaires pour livrer un volume flexible, ou non ferme, d'URCE. L'acheteur, lui, s'engage à acheter la quantité d'URCE livrées. C'est l'acheteur qui assume tous les risques réglementaires; dans plusieurs cas, le vendeur garantira que certaines conditions préalables, comme la mise en œuvre effective du projet à une certaine date, seront remplies. Ainsi, en pratique, ce genre de contrat assure un paiement, peu importe si le projet produit des URCE ou non. Dans la négative, les réductions d'émissions seront tout de même achetées pour vente sur le marché volontaire.
2. Le vendeur assume les risques réglementaires et s'engage à prendre tous les moyens en son pouvoir pour livrer un volume flexible, ou non ferme, d'URCE. L'acheteur s'engage à acheter les réductions d'émissions produites, à condition qu'elles soient sous forme d'URCE.
3. Le vendeur s'engage à livrer un volume ferme d'URCE et l'acheteur s'engage à acheter ces dernières si elles se matérialisent. La validité du contrat sera toutefois soumise à un certain nombre de conditions préalables, comme par exemple que les plate-formes internationales de suivi des URCE soient opérationnelles. Si le projet ne

réussit pas à produire la quantité d'URCE prévue, le vendeur s'engage à compenser l'acheteur.

4. Il n'y a aucune condition préalable à la validité du contrat. Le vendeur garantit la livraison d'un volume ferme d'URCE et l'acheteur garantit d'acheter. Si le projet ne produit pas la quantité d'URCE prévue, le vendeur s'engage à compenser l'acheteur (Nordseth, Buen et Lokshall 2007).

Comme on voit, la part de risque assumée par l'acheteur est la plus élevée dans les contrats de catégorie un et décroît jusqu'à une nullité presque complète dans les contrats de catégorie quatre. Les prix des URCE suivent une courbe inverse : plus la part de risque assumée par le vendeur sera grande, plus il pourra réclamer un prix élevé. En 2006, les prix rapportés pour la vente à terme d'URCE ont oscillé entre 3,50€ et 20€. Les prix les plus bas ont été consentis pour des contrats où l'acheteur assumait la plus grande part de risque, et inversement (Nordseth, Buen et Lokshall 2007).

Autres risques associés au projet

Chaque projet MDP ayant ses caractéristiques propres, les risques qui leur sont associés varient grandement d'un projet à l'autre. Des variables comme le type de projet et les technologies utilisées peuvent être déterminantes, puisqu'elles influent sur les probabilités que le projet produise, à temps, la quantité d'URCE prévue. Par exemple, comme on l'a vu en 3.3.3, les projets de captation et destruction de gaz d'enfouissement n'ont pas les succès escomptés. Les promoteurs de nouveaux projets de ce type devront donc s'attendre à obtenir des prix peu élevés lorsqu'ils vendront à l'avance leurs URCE (Nordseth, Buen et Lokshall 2007).

D'autres facteurs, relatifs au pays hôte et aux parties impliquées dans la transaction, peuvent affecter la perception du risque et influencer sur le prix des URCE produites. Par exemple, si l'encadrement juridique que fait le pays hôte du MDP est clair, précis et transparent, le risque que le projet soit un échec diminuera et la valeur des URCE augmentera. De même, la crédibilité et la solidité de la situation financière du vendeur

permettront à ce dernier d'exiger un prix plus élevé puisque le risque de faillite sera diminué (Nordseth, Buen et Lokshall 2007).

Plus un projet sera avancé dans le processus de création de crédits, par contre, plus le promoteur pourra exiger un prix élevé pour ses URCE. Par exemple, le vendeur à terme d'URCE provenant d'un projet ayant obtenu son enregistrement du CEMDP et une première émission d'URCE pourra vendre ses dernières à un prix élevé. À l'inverse, le vendeur d'URCE issues d'un projet non validé, n'ayant pas encore de ligne de base établie et de méthodologie de suivi, vendra ses URCE à des prix très bas. En 2006, les URCE émises se sont échangées à des prix moyens de 15-16€, alors que celles provenant de projets enregistrés se sont vendues autour de 12€ et celles de projets non encore validés, parfois aussi bas que 5-6€ (Nordseth, Buen et Lokshall 2007).

Marché secondaire

Une URCE peut être qualifiée de secondaire lorsqu'elle est transférée, par le premier acheteur, à un second. Dans la majorité des cas, les transactions de ce type sont complètement séparées du projet MDP duquel proviennent les URCE vendues. Tous les éléments de risques associés à la performance du projet, aux politiques du pays hôte et aux procédures d'approbation par le CEMDP sont donc évacués. Les prix reflètent donc davantage la crédibilité et la santé financière des parties impliquées (Nordseth, Buen et Lokshall 2007).

Évidemment, les termes et conditions des contrats de vente feront également varier les prix obtenus pour des URCE secondaires. L'étendue des garanties offertes par le vendeur feront hausser le prix demandé. Par ailleurs, il y a également une corrélation entre les prix des URCE secondaires et ceux des EUA. Les URCE secondaires se transigent pour environ 65 à 85 % du prix des EUA (Nordseth, Buen et Lokshall 2007).

3.5 Fonds technologique et investissements certifiés

Élément incontournable du Plan canadien, le fonds technologique est un mécanisme de conformité temporaire, appelé à disparaître progressivement entre 2015 et 2018. Les règles qui le gouvernent diffèrent légèrement, selon le secteur industriel assujéti. Ces règles seront exposées ici en détails, après une description détaillée du fonds et un bref exposé de sa raison d'être.

3.5.1 Raison d'être du fonds technologique

Les entreprises assujéties à des obligations de réduction de l'intensité de leurs émissions pourront obtenir des crédits d'émission en cotisant à un fonds technologique, mis sur pied par le gouvernement fédéral. La somme des contributions ainsi recueillies sera ensuite investie dans des projets de technologies de réduction des émissions de GES admissibles. Le gouvernement vise ainsi à encourager le déploiement de technologies vertes à moyen et à long terme (Gouvernement du Canada 2008).

Cela se justifie par le fait que, dans un système basé sur l'intensité des émissions, les réductions de GES à long terme seront nécessairement basées sur l'émergence et l'application à grande échelle de technologies vertes. En effet, contrairement à un système de plafonds d'émissions, la diminution de la production ne peut contribuer à l'atteinte de sa cible. Seule l'amélioration de l'efficacité de la production peut se traduire en réduction d'intensité d'émissions.

L'existence du fonds technologique aura également pour effet (et pour objectif) de modérer les prix du carbone dans les premières années de mise en œuvre du régime, adoucissant ainsi la transition vers une économie où une valeur est accordée aux émissions atmosphériques (Environnement Canada 2008d). En effet, selon Environnement Canada, «[...] étant l'une des options de conformité les moins onéreuses, la contribution au fonds technologique débute au taux de 15 \$ la tonne et a pour effet de modérer le prix durant les premières années du régime (ce prix augmentera de manière continue à mesure que le taux mandaté de contribution au fonds dépasse 15 \$). Cependant, puisque les contributions maximales au fonds permises diminuent (pour

disparaître complètement d'ici 2018) et que les exigences en matière d'intensité des émissions augmentent de 2 p. 100 par année, le signal général de prix des industries augmente au fil du temps. Par conséquent, [à partir d'environ] 2015, le fonds jouera un rôle plutôt marginal dans l'établissement du signal de prix dans les réductions des émissions industrielles » (Environnement Canada 2008d).

Selon Environnement Canada, les contributions au Fonds technologique compteront pour 20 mégatonnes d'ici 2020, par rapport à 125 mégatonnes de réductions issues du Plan canadien et 20 mégatonnes provenant des mesures restreignant les émissions fugitives non intentionnelles et les hydrofluorocarbures. La part des réductions attendues du fonds technologique est illustrée à la Figure 3.15 ci-dessous.

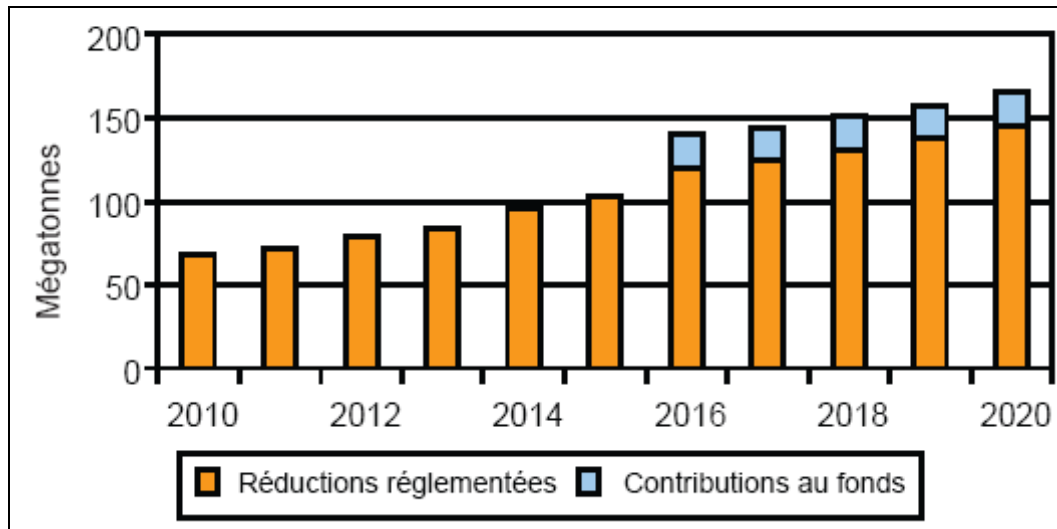


Figure 3. 15 – Part des réductions d'émissions attendues du fonds technologique. Tiré d'Environnement Canada (2008d, p. 6)

3.5.2 Contributions et fonctionnement

Les taux et les limites de ces cotisations sont préétablis par le Plan canadien, tel qu'illustré à la Figure 3.16 ci-dessous. On garantit un certain degré de certitude quant aux coûts de conformité dans les premières années du régime mais le fonds disparaîtra progressivement, pour être remplacé par les autres mécanismes de conformité, dont principalement la bourse du carbone (Gouvernement du Canada 2008).

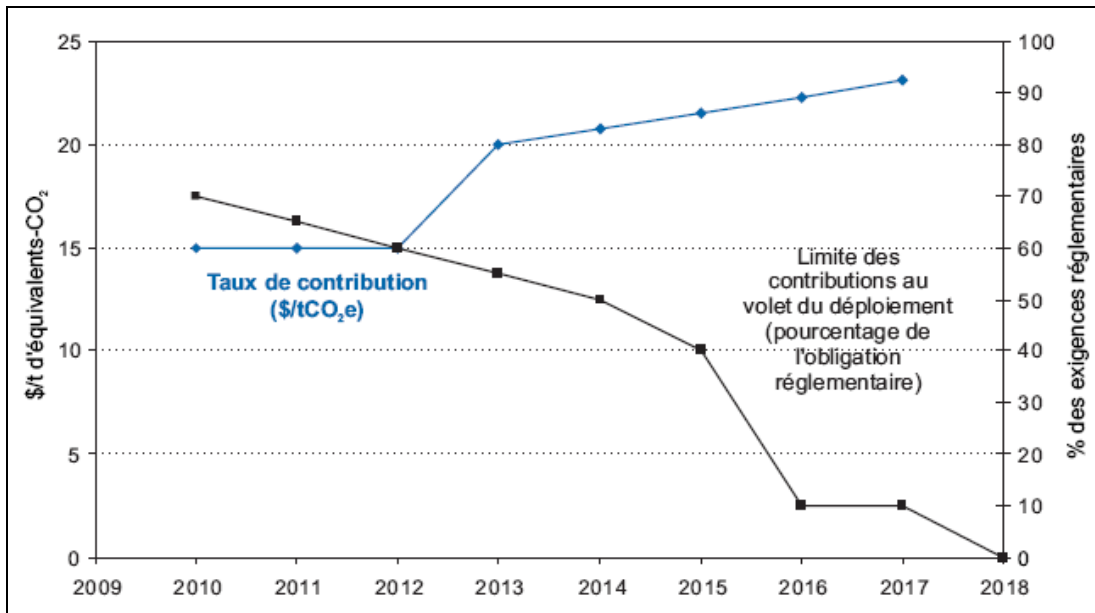


Figure 3. 16 – Taux et limites des cotisations au fonds technologique en dollars par tonne de CO₂e, 2010-2018. Tiré de Gouvernement du Canada (2008, p. 15)

Notons que la limite de contribution est « le maximum de crédits auquel une entreprise est admissible pour ses contributions au fonds de l'année. Elle est en fonction du pourcentage de l'obligation réglementaire de chaque entreprise pour l'ensemble de ses installations (soit son obligation de réduction d'émissions) pour une année donnée, celle-ci étant exprimée en tonnes de CO₂e » (Gouvernement du Canada 2008).

Le fonds sera conçu comme un portefeuille d'investissement. Dans ses décisions, il sera tenu de maximiser le rendement de ses investissements en matières de réductions d'émissions de GES. Il comptera deux volets. Le volet déploiement et infrastructures investira la majorité des actifs du fonds dans des projets offrant un fort potentiel de réductions à court terme. Le volet recherche et développement, lui, investira le reste des actifs pour appuyer la création de technologies de transformation devant mener à des réductions à plus long terme (Gouvernement du Canada 2008).

La sélection des projets dans lesquels le fonds investira sera régie par des principes d'équité et de transparence. On envisage présentement que des appels de proposition soient lancés, précisant les critères sur lesquels les promoteurs des projets seront évalués. Lorsque des projets proches de la mise en œuvre auront été sélectionnés, le fonds

réclamera les crédits qu'il génèrera, jusqu'au plein amortissement de son investissement. Finalement, des règles de surveillance, de vérification et de déclaration s'appliqueront, de manière à suivre attentivement le rendement de chacun des projets et du fonds dans son ensemble (Gouvernement du Canada 2008).

3.5.3 Investissements certifiés au préalable

La cotisation au fonds technologique ne sera pas la seule manière d'obtenir des crédits de conformité en versant de l'argent pour le développement de technologies vertes. En effet, le cadre réglementaire de mars 2008 prévoit la possibilité d'obtenir des crédits d'émission « pour des investissements directs dans des projets de transformation et de grande ampleur, au sein même de l'entreprise ou en partenariat avec d'autres entreprises ». Les types d'investissements recevables seront énumérés dans une liste limitative publiée par le gouvernement (Gouvernement du Canada 2008). Ce mécanisme permettra aux entreprises qui en profiteront de se voir reconnaître des efforts importants et ayant un fort potentiel de réductions internes par la délivrance de crédits d'émission non échangeables mais recevables pour fins de conformité réglementaire, avant que les réductions d'émissions effectives surviennent.

Le taux de contribution du fonds technologique s'appliquera aux investissements certifiés au préalable, de même que les autres règles comme les critères et les règles d'appartenance (Gouvernement du Canada 2008). Il semble donc que le fonds s'accapatera une partie des crédits d'émission générés par l'investissement certifié au préalable. Cela serait parfaitement cohérent avec la logique d'intégrité environnementale voulant que des réductions d'émissions génèrent des crédits une seule fois.

Un régime particulier s'appliquera aux projets de captage et stockage de carbone (CSC), pour les industries qui pourront y recourir (sables bitumineux, électricité, produits chimiques, engrais, raffinage du pétrole). Les investissements dans des projets de captage et de stockage du carbone pourront être recevables comme investissements certifiés au préalable, et ainsi se substituer à une cotisation au fonds technologique. Toutefois, le gouvernement a considéré que le potentiel exceptionnel du CSC pour la

lutte aux changements climatiques justifiait de permettre aux entreprises ciblées de remplir 100 % de leur obligation réglementaire par des investissements dans un projet de CSC certifiés, et ce jusqu'en 2018 (Gouvernement du Canada 2008).

3.5.4 Autres fonds

Le Plan canadien prévoit, en dernière possibilité, que des cotisations à d'autres fonds technologiques aux fins compatibles à celles du fonds fédéral, un fonds provincial par exemple, puissent être reconnues comme équivalentes à des cotisations au fonds technologique fédéral. L'entreprise qui cotiserait à un tel fonds serait alors admissible à des crédits de conformité, selon le taux et la limite de cotisation applicable au fonds fédéral. Toutefois, la décision de reconnaître ou non les autres fonds reviendra au gouvernement fédéral (Gouvernement du Canada 2008).

3.6 Crédits pour mesures d'action précoce

Les crédits pour mesures d'action précoce sont une mesure visant à reconnaître les réductions d'émissions réalisées par des entreprises émettrices avant 2007, sans qu'aucune obligation réglementaire ne les y ait contraintes. Il s'agit toutefois d'une mesure ponctuelle et limitée dans son amplitude, sujette à des règles particulières qui seront exposées dans la présente section.

3.6.1 Admissibilité

Le plan du gouvernement prévoit accorder des crédits de conformité reconnaissant des réductions d'émissions survenues entre 1992 et 2006. Il vise à compenser les entreprises ayant pris des mesures supplémentaires pour réduire leurs émissions avant que ne soit annoncé le régime réglementaire sur les émissions atmosphériques (Environnement Canada 2008c).

Le programme offrira une émission ponctuelle de crédits en reconnaissance de réductions effectuées par des entités industrielles qui seront assujetties à des cibles de réduction d'émissions en 2010. Pour être reconnues, les réductions devront constituer des changements à un procédé ou aux installations et être additionnelles, c'est-à-dire aller au-delà des conditions économiques habituelles au moment de leur mise en œuvre (Environnement Canada 2008c).

Le budget total du programme d'action précoce est de 15 Mt de CO₂e. Si la somme des réductions admissibles au programme dépasse ce montant, les crédits seront distribués au prorata des réductions réalisées par chacune des entreprises retenues. Les crédits seront distribués à raison de 5 Mt en 2010, 2011 et 2012. Chaque attribution individuelle sera divisée également entre ces trois années (Environnement Canada 2008c).

Les critères d'admissibilité détaillés seront les suivants :

- la mesure a permis de réduire l'un des GES suivants : CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC, SF₆;

- la mesure a été prise dans une installation assujettie à l’avis relatif à l’article 71 du 8 décembre 2007 (Avis décembre 2007). Notons que les installations de gaz naturel sont exclues;
- les réductions initiales se sont produites en 1992 ou après et se sont poursuivies au moins jusqu’au 31 décembre 2006;
- au moment de sa mise en œuvre, la mesure allait au-delà des conditions économiques habituelles (Environnement Canada 2008c).

Une mesure sera irrecevable si elle rencontre l’une ou plusieurs des conditions suivantes :

- elle a été prise en réponse à une obligation émanant d’une loi ou d’un règlement fédéral, provincial ou territorial comportant une date définie à laquelle les exigences doivent être satisfaites et une cible claire;
- elle est le résultat d’un programme d’encouragement fédéral, provincial ou territorial pour lutter contre les changements climatiques, autre qu’une déduction pour amortissement accéléré;
- elle fait partie d’une amélioration standard s’alignant sur les changements qui se produisent généralement au sein de l’industrie. Ce critère sera probablement celui qui sera le plus difficile à démontrer;
- elle est le résultat d’une réduction des activités ou d’une fermeture;
- elle est mise en œuvre à l’extérieur des limites de l’installation (par exemple un projet de reboisement) (Environnement Canada 2008c).

Notons qu’une preuve d’additionnalité financière, selon laquelle une mesure n’aurait pas pu être mise en œuvre sans contrepartie d’avantages financiers futurs, n’est pas requise (Environnement Canada 2008c).

3.6.2 Procédure à suivre

Le programme se déroulera en trois étapes :

La **phase I**, de mai à juin 2008, sera la « phase de soumission initiale de renseignements ». Cette étape permettra au gouvernement d’évaluer la demande

potentielle de crédits de mesures d'action précoce par rapport au budget prévu, de manière à anticiper le processus de la phase II. Environnement Canada publiera également une estimation de l'ampleur de la demande nationale pour les crédits pour mesures d'action précoce, de manière à ce que chaque entreprise puisse ensuite décider si oui ou non elle souhaite poursuivre le processus de demande. Notons qu'il est absolument essentiel de participer à cette phase pour pouvoir poursuivre.

En date de rédaction, Environnement Canada n'avait pas encore publié ses exigences précises en ce qui a trait au détail des informations à fournir. Ces exigences devraient être publiées le 2 juin 2008. D'ici là, les entreprises souhaitant participer peuvent s'attendre à soumettre le type d'information suivante :

- des renseignements sur le type de preuves qu'ils entendent soumettre au cours de la phase II;
- une estimation du nombre de tonnes de CO₂e qu'ils réclameront pour leurs mesures d'action précoce;
- l'approche de quantification utilisée pour effectuer l'estimation (Environnement Canada 2008c).

La **phase II**, de février à avril 2009, sera la « phase de soumission finale », phase lors de laquelle les participants au programme soumettront toute l'information nécessaire pour permettre à Environnement Canada de prendre les décisions finales en matière d'attribution. Un « Guide des candidats aux crédits pour des mesures d'action précoce » sera publié avant le début de cette phase. C'est lui que les candidats devront suivre pour soumettre leur demande finale. Il traitera en détails des sujets suivants :

- les preuves acceptables pour démontrer que les mesures ont été supplémentaires et qu'elles se sont poursuivies jusqu'au 31 décembre 2006;
- les approches acceptables pour établir le cadre de référence (qui représente les conditions qui étaient les plus susceptibles de se produire en l'absence de mesures de réduction);
- les approches spécifiques en matière de quantification, pour certaines mesures de réduction;

- les circonstances dans lesquelles un candidat peut utiliser sa propre approche de quantification des réductions d'émissions.

Notons qu'une preuve que les réductions respectent toutes les exigences du programme devra être mise à la disposition d'Environnement Canada. Une vérification par une tierce partie devra également être effectuée, aux frais du candidat.

La **phase III**, en juillet 2009, sera la phase pendant laquelle le gouvernement annoncera l'attribution des crédits.

4. STRATÉGIES D'INVESTISSEMENT : OPPORTUNITÉS DU MARCHÉ CANADIEN DES GES

L'éventail d'options offertes aux grands émetteurs pour réduire leurs émissions de GES permettra aux installations assujetties à des réductions d'émissions de minimiser leurs coûts de conformité et même, pour certaines, de rentabiliser leurs réductions internes. Chaque entreprise devra toutefois étudier avec attention toutes les options qui s'offrent à elle et choisir les moyens qu'elle prendra pour assurer sa conformité en fonction de plusieurs critères qui lui sont propres.

La présente section vise à offrir un guide pour les grands émetteurs, par une analyse des caractéristiques de chaque mécanisme de conformité disponible en fonction des opportunités qu'ils offrent, des niveaux de risque qu'ils impliquent et des avantages collatéraux qu'ils peuvent présenter. Cette analyse sera basée sur certaines prémisses correspondant à la nature et aux besoins particuliers des émetteurs industriels assujettis à des cibles de réduction.

4.1 Portrait d'un grand émetteur de GES

Il sera présumé qu'un grand émetteur industriel, assujetti à des cibles de réduction de l'intensité de ses émissions, cherchera d'abord à assurer sa conformité réglementaire. Ses revenus proviennent, en très grande majorité, de ses activités industrielles. Les ressources humaines à sa disposition possèdent des compétences axées sur un objectif de maximisation de la rentabilité desdites activités. Il envisage donc le marché du carbone comme étant d'abord un outil de gestion du risque financier associé à ses émissions. Les opportunités de faire fructifier ses actifs grâce au marché du carbone seront considérées, mais toujours subordonnées à l'impératif de les intégrer dans les plans de développement de ses activités industrielles. Bref, pour l'émetteur industriel, le marché du carbone n'est pas une fin en soi mais un moyen d'assurer la continuité de ses activités.

L'émetteur industriel aura donc des politiques internes de gestion du risque très strictes. Les ou les moyens qu'il choisira pour assurer sa conformité avec ses cibles réglementaires devront d'abord être prévisibles, tant au niveau du prix à déboursier qu'au niveau du

nombre d'unités de carbone produites. De plus, le ou les partenaires qu'il choisira pour l'accompagner sur le marché du carbone devront être tout aussi fiables : les entreprises présentant des cotes de crédit sans faille et les partenaires de longue date seront favorisés.

Enfin, pour un grand émetteur industriel, les réductions d'émissions de GES représentent plus souvent une dépense qu'un investissement. En effet, sauf pour certains projets de réductions internes qui pourront permettre de diminuer les dépenses et augmenter la marge de profit des activités industrielles, la plupart des mesures qu'il prendra pour atteindre sa cible seront classées dans les charges d'exploitation. Il s'ensuit qu'une fois atteint un niveau de risque acceptable, l'émetteur industriel cherchera à atteindre sa cible de réduction pour le plus bas prix possible.

4.2 Analyse des mécanismes de conformité

Prenant pour acquis les quelques préférences énumérées ci-haut, chaque mécanisme de conformité disponible sera analysé dans les pages qui suivent. Les éléments les rendant attrayants pour les grands émetteurs seront soulignés, de même que ceux les rendant moins indiqués pour une utilisation à des fins de conformité réglementaire.

4.2.1 Réductions internes

La seule manière d'améliorer la compétitivité et la rentabilité d'une entreprise tout en contribuant à l'atteinte de sa cible de réduction d'émissions est de réaliser des projets de réductions internes. Tout d'abord, certains projets représentent de réelles opportunités de réaliser un gain financier en atteignant une cible de réduction d'émissions. En rendant les opérations d'une entreprise plus efficaces, par exemple, ils permettent de réduire les dépenses et d'augmenter la marge de profit. Par ailleurs, une entreprise pourra également receler des opportunités de réductions internes pour un coût marginal par tonne de CO₂e qui sera minime par rapport aux autres mécanismes de conformité, tel que le fonds technologique, qui coûtera 15\$ par tonne de CO₂e. Si, par exemple, un projet permettait de dégager des réductions internes pour un coût marginal est de 5\$/tCO₂e, l'entreprise qui le réaliserait se dégagerait ainsi un avantage concurrentiel par rapport à des

concurrentes qui seraient obligées de déboursier 15\$/tCO₂e (et plus) pour atteindre leur cible.

Au surplus, l'entreprise qui réalise des projets de réductions internes investit dans ce qu'elle connaît le mieux : ses propres activités. Elle possède probablement déjà une bonne partie sinon la totalité des ressources humaines nécessaires pour développer ces projets. En se rendant plus efficace et plus compétitive, elle participe directement à l'un de ses principaux objets, celui de maximiser sa valeur, en faisant encore mieux ce qu'elle faisait déjà.

En ce qui concerne le niveau de risque, il est certain que les projets de réductions internes en comportent une bonne part. En effet, tout projet comporte sa part d'impondérables, notamment au niveau du rendement en matière de réductions d'émissions. Toutefois, contrairement aux autres mécanismes de conformité risqués, la plupart des éléments de risque d'un projet de réduction sont sous le contrôle du grand émetteur. Cette capacité d'infléchir le cours des événements lors de la réalisation d'un projet de réduction en réduit le risque.

4.2.2 Crédits pour mesures d'action précoce

Avec les crédits pour mesures d'action précoce, le grand émetteur ayant mis en œuvre des mesures de réduction de ses émissions avant 2006 détient une chance unique de faire accorder une valeur financière à ces dernières.

Les mesures de réductions comme telles étant déjà réalisées, le seul nouveau risque associé à une demande de crédits pour mesures d'action précoce est que cette dernière soit refusée. Au niveau financier, les seules sommes en jeu seront celles ayant été consacrées à la préparation de la demande. Les risques techniques, eux, appartiennent au passé.

Une certaine incertitude plane évidemment sur la sévérité avec laquelle les autorités gouvernementales appliqueront les critères d'octroi des crédits pour mesures d'action

précoce. De plus, aucune évaluation précise n'a encore été faite de l'ampleur qu'aura la demande de crédits pour mesures d'action précoce. Étant donné le « budget » limité à 15 Mt pour l'ensemble du Canada, il est possible que des demandes bien fondées ne se voient attribuer qu'une partie des réductions effectivement réalisées.

Il reste toutefois que les entreprises ayant réalisé des réductions d'émissions entre 1992 et 2006 ont bien peu à perdre et beaucoup à gagner en participant au processus d'attribution de crédits pour mesures d'action précoce. Il faudra toutefois faire preuve d'une grande célérité : la participation à la phase I du programme est obligatoire et la date limite pour présenter les documents pertinents a été fixée au 27 juin 2008 (Environnement Canada 2008c).

4.2.3 Fonds technologique

Le fonds technologique possède un avantage certain sur les autres mécanismes de conformité « de marché » prévus par le Plan canadien : y cotiser ne comporte aucun risque et les prix des cotisations sont tout à fait prévisibles. De plus, en raison du prix relativement bas des cotisations pour les premières années de conformité, soit 15\$/tCO₂e, il pourrait bien représenter l'une des options les moins onéreuses et sera certainement l'une des plus sécuritaires à la disposition des grands émetteurs.

Aucune plus-value ne pourra cependant être dégagée de la cotisation au fonds technologique. En effet, selon toute probabilité, les crédits de conformité qu'il produira ne pourront pas être échangés. Aucun profit ne pourra donc être tiré du marché du carbone. Par ailleurs, le fait de remplir ses obligations de réduction d'émissions par la participation au fonds technologique risque de ne pas avoir d'effet positif sur l'image de citoyenne verte d'une entreprise, et pourrait même avoir des effets négatifs.

De plus, le fonds technologique est une solution temporaire à un problème auquel les entreprises assujetties devront faire face à long terme. C'est pourquoi il importera de se garder de l'utiliser systématiquement avant les autres mécanismes de conformité. Il faudra plutôt garder en tête que le fonds vise d'abord à adoucir la transition vers une

économie carbone, et qu'une vision à long terme veut plutôt que l'on commence dès maintenant à se familiariser avec les mécanismes de conformité qui perdureront au-delà de 2018.

Il reste cependant que, pour les entreprises dont les coûts de réduction sont trop élevés ou qui seront incapables de mener leurs projets de réduction à bien avant la première période de conformité, le fonds technologique sera une manière avantageuse d'assurer leur conformité à faible coût.

4.2.4 Bourse du carbone

La bourse du carbone sera la pierre angulaire du système canadien de réduction des émissions de GES. Grâce à son mécanisme de dévoilement des prix, c'est elle qui permettra aux entreprises assujetties d'évaluer l'opportunité économique des projets de réductions internes qu'elles envisagent.

Preuve de l'utilité de ce mécanisme de conformité, un intérêt a déjà été exprimé par les émetteurs assujettis lors de consultations menées par le MCEX. L'intérêt immédiat des émetteurs pour la bourse sera d'abord pour (1) l'achat de crédits d'émission à un prix inférieur au coût de cotisation au fonds technologique, le cas échéant, et (2) pour l'achat de la portion de crédits d'émission qui ne pourra pas être acquise par via le fonds technologique, en raison de la limite de cotisation (MCEX 2007). Cette dernière croîtra avec le temps, permettant ainsi le développement d'un bassin de professionnels compétents et d'un marché du carbone florissant.

Les contrats à terme offerts à la bourse permettront aux entreprises assujetties de gérer le risque carbone associé à leurs activités, en fournissant une certitude quand au prix à payer pour des unités d'émissions livrables au terme prévu. Par ailleurs, le risque associé à la livraison des crédits et autres risques transactionnels seront assumés par la CDCC (MCEX 2007).

En ce qui a trait aux prix, les premières années du MCEX pourraient fournir de nombreuses opportunités d'achat d'unités de CO₂e à bas prix, en raison de la volatilité attendue sur les marchés. Il pourrait donc s'avérer avantageux de maintenir une veille avec un courtier, afin de profiter des occasions d'achat de crédits à bas prix qui se présenteront. À moyen terme, les projections de prix prédisent une valeur d'environ 25\$/tCO₂e entre 2010 et 2014, et une forte hausse par la suite (Environnement Canada 2008d). À ces prix, la bourse du carbone sera intéressante pour la partie des crédits ne pouvant être obtenue via le fonds technologique. Finalement, lorsque ce dernier aura disparu, le marché canadien du carbone sera le principal mécanisme de conformité disponible. Les émetteurs assujettis auront alors grand avantage à en user abondamment, afin de réduire leurs coûts de conformité.

Une grande incertitude plane toutefois sur la valeur que prendra le carbone au jour le jour dans le système canadien, surtout dans les premières années suivant le lancement du MCEX. Même à long terme, alors que la logique entourant l'évolution des prix sera bien comprise, il sera probablement très difficile de cerner correctement, en temps opportun, les paramètres qui influencent le prix du carbone. Pour établir une stratégie d'échange et de gestion du risque efficace, il apparaît donc important pour un émetteur assujetti de consulter des experts dans l'analyse du prix du carbone (Turcotte 2006).

4.2.5 Crédits compensatoires

Les crédits compensatoires comporteront un élément de risque passablement plus élevé que les mécanismes de conformité précédents. Par contre, il est possible qu'une bonne quantité de crédits à très bas prix soient disponibles à court terme. Il pourrait donc être intéressant, pour les émetteurs assujettis prêts à assumer une part de risque, d'investir dans ce mécanisme de conformité.

Notons que les crédits compensatoires qui sont traités ici sont ceux qui ne seront pas transigés à la bourse du carbone. Rappelons en effet que les unités de CO₂e qui seront transigées au MCEX comprendront des crédits compensatoires. À ce stade, leur livraison

étant garantie et leur prix convenu d'avance, rien ne les distinguera des autres types d'unités transigées sur le MCEX.

En ce qui concerne les prix, la jeunesse du marché du carbone nord-américain fait qu'il reste probablement un ample potentiel de crédits compensatoires à bas prix disponibles. Les « offsets » transigés sur le CCX en mai 2008, par exemple, se vendaient autour de 6\$/tCO₂e (Chicago Climate Exchange 2008b). Il sera donc probablement possible, au début de la période de conformité, soit d'ici 2010 environ, d'acquérir des crédits compensatoires à des prix défiant toute concurrence, inférieurs au prix des cotisations au fonds technologique. L'entrée en vigueur des cibles de réduction, le lancement du MCEX et la loi de l'offre et de la demande faisant leur œuvre, toutefois, les crédits abordables deviendront de plus en plus rares à mesure que la demande haussera.

Le niveau de risque associé aux crédits compensatoires, lui, sera très variable. La crédibilité financière du promoteur et les caractéristiques techniques du projet, entre autres, sont des éléments qui feront varier les risques relatifs à la livraison des crédits. Un émetteur industriel aurait donc avantage à s'associer avec des projets dont la livraison de crédits est garantie par une tierce partie crédible, telle une banque ou une compagnie d'assurances. Chose certaine, l'émetteur industriel n'aura pas intérêt à s'impliquer directement dans la réalisation d'un projet de compensation, à moins d'avoir l'expertise technique et les ressources humaines et financières nécessaires. Les risques associés à la réalisation de projets de compensation seront relativement importants, alors il serait irrationnel pour un industriel cherchant à gérer le risque associé à ses émissions de GES de s'impliquer directement dans un ou des projets dont ni le succès ni la rentabilité ne sont assurés. Le risque de se retrouver avec des pertes financières et/ou un nombre insuffisant de crédits générés sont substantiels.

Quant au choix du secteur duquel proviendront les crédits compensatoires qu'un industriel donné achètera, ce sera à ce dernier de choisir. Règle générale, pour une entreprise cherchant à atteindre ses cibles de réductions d'émissions, il sera plus avantageux de chercher à acheter les crédits les moins dispendieux sur le marché, peu

importe leur provenance. Certaines considérations telles que l'image corporative pourraient toutefois motiver une plus grande sélectivité. Par exemple, bien que moins efficaces sur le plan de la lutte aux changements climatiques, les projets de foresterie bénéficient d'une grande estime auprès du public. La sympathie accordée au geste de planter un arbre (ou plusieurs millions...) pourrait être susceptible d'apporter des avantages collatéraux à une entreprise choisissant de compenser ses émissions de cette manière. De la même manière, les crédits agricoles pourront être perçus comme une façon de réaliser des gains environnementaux dans le secteur agricole tout en permettant aux agriculteurs de bénéficier d'un revenu d'appoint.

4.2.6 Mécanisme pour un développement propre

Seules certaines catégories d'URCE présentent des caractéristiques susceptibles d'intéresser des grands émetteurs et ce sont celles où le risque est réduit à un minimum, qui sont aussi les plus dispendieuses. En effet, un grand émetteur canadien n'aura pas intérêt à s'impliquer tôt dans un projet MDP ou à acheter des URCE dont la livraison n'est pas garantie. Le MDP est un processus international extrêmement complexe et bureaucratique, beaucoup plus que le futur système canadien de crédits compensatoires. Les risques qui seront associés à la réalisation de projets seront par le fait même décuplés, et incompatibles avec des politiques de gestion des risques strictes (Nordseth, Buen et Lokshall 2007). Les industriels canadiens devraient donc porter leur attention sur les URCE à livraison garantie ou les URCE secondaires.

Ces unités sont toutefois transigées sur les marchés internationaux, en particulier en Europe, où le prix du carbone est plus élevé que celui qui prévaudra sur le marché canadien à moyen terme. Les prix des URCE à livraison garantie ou des URCE secondaires ne seront donc probablement pas compétitifs avec ceux des crédits d'émission canadiens, du moins pendant les premières années du marché canadien du carbone. Par exemple, les prix exigés en mai 2008 pour des contrats à terme sur des URCE à la bourse européenne Nord Pool était d'environ 16-17€, soit environ 25\$ canadiens au taux de change en vigueur à ce moment (Nord Pool 2008). Comme les prix du carbone canadien devraient être à peu près équivalents entre 2010 et 2014

(Environnement Canada 2008d), un industriel verra probablement peu d'intérêt à complexifier la gestion de l'approvisionnement en permis d'émission de son entreprise pour un produit qui n'offre pas de réduction de prix. À plus long terme, toutefois, si le prix du carbone sur le marché canadien venait à dépasser celui des URCE à livraison garantie, il pourrait être intéressant d'y avoir recours.

Il n'y aura pas non plus d'intérêt particulier à acheter des URCE d'une entreprise canadienne. En effet, cette dernière cherchera à obtenir le meilleur prix possible pour ses URCE, et comme le marché est international, un acheteur européen n'aura pas moins d'attrait qu'un acheteur nord-américain.

4.3 Stratégie d'investissement

Tel qu'illustré ci-haut, chacun des mécanismes de conformité prévus au Plan canadien peut permettre de réduire les coûts de conformité d'une entreprise s'il est bien utilisé. Il sera donc crucial, pour un émetteur assujéti, d'établir une stratégie d'investissement personnalisée qui tiendra compte des opportunités offertes par les options à sa disposition.

De façon générale, à très court terme, l'échéance de la participation au programme de distribution de crédits pour mesures d'action précoce justifie la priorisation de cette mesure, du moins pour les émetteurs ayant réalisé des réductions d'émissions entre 1992 et 2006. Le risque presque absent et, à toutes fins pratiques, la gratuité des crédits qui seront distribués via ce programme, justifient amplement d'investir des ressources humaines pour présenter une demande de qualité.

Autrement, les mécanismes de conformité qui pourront être intéressants à court terme (d'ici 2010 environ) sont, dans l'ordre, les réductions internes, le marché du carbone et les crédits compensatoires. Entre 2010 et 2014 environ, le fonds technologique prendra une place prépondérante, sans que cela justifie l'abandon de projets de réductions internes, ni le recours aux mécanismes de marché pour les crédits qui ne pourront être obtenus du fonds technologique. Dans les années subséquentes, la baisse significative

des limites de cotisation au fonds technologique et sa disparition en 2018 devraient causer une hausse marquée des prix du carbone sur le marché canadien. Cela laissera le champ complètement libre aux mécanismes de marché que sont la bourse du carbone et les crédits compensatoires, en plus de libérer encore davantage de potentiel de réductions internes. Il est également permis d'espérer que cette hausse de prix rendra les URCE garanties concurrentielles par rapport aux options de conformité canadiennes.

CONCLUSION

Le présent essai s'est attaché à exposer en détails les tenants et aboutissants du Plan canadien de réduction des émissions de GES. Les règlements envisagés ont tout d'abord été présentés. La nature, l'ampleur et les modalités d'application des cibles de réduction imposées au secteur industriel ont été décrites. Une recherche exhaustive a ensuite permis d'étudier les détails de chacune des options de conformité promises aux émetteurs industriels : réductions internes, échange de crédits d'émission, crédits compensatoires, Mécanisme pour un développement propre, fonds technologique et crédits pour mesures d'action précoce.

Les avantages et inconvénients respectifs de chaque option de conformité ont alors pu être identifiés, afin d'énoncer une suite de recommandations stratégiques pour l'émetteur industriel qui devra se conformer à des cibles de réduction des émissions de GES pour les douze années à venir. Il est ressorti de cette analyse que toute option de conformité n'est pas bonne à utiliser à tout moment. Chacune d'entre elles est adaptée à des circonstances spécifiques qui lui permettent de minimiser les dépenses de conformité. Un mécanisme de conformité utilisé au mauvais moment peut toutefois entraîner des dépenses inutiles.

Le présent essai a donc permis de démontrer avec certitude que les émetteurs industriels devront se doter de stratégies de réduction d'émissions de GES bien adaptées à leur réalité et permettant de tirer profit des opportunités offertes par chaque option de conformité. Ceux qui y réussiront pourraient voir leur compétitivité renforcée par le système canadien de réduction des gaz à effet de serre. Ceux qui y échoueront pourraient devoir supporter les conséquences de décisions malheureuses, entraînant des dépenses excédentaires importantes qui auraient pu être évitées.

En terminant, le Plan canadien de réduction des émissions de GES propose un certain degré d'équilibre entre la protection de l'environnement et celle de la vitalité économique du pays. Si l'on peut prétendre qu'il manque d'ambition et que les réductions qu'il produira seront bien en deçà des engagements pris par le Canada en vertu du Protocole de Kyoto, il demeure toutefois le premier plan cohérent et détaillé à être intégré au système

juridique canadien. De plus, le gouvernement a pris les moyens de ses ambitions, en proposant un portefeuille de mécanismes de conformité complémentaires, qui trouveront chacun leur utilité au moment opportun.

Onze ans après la signature du protocole de Kyoto par le Canada, l'heure n'est plus aux débats stériles sur les détails d'un hypothétique plan de réduction des émissions de GES. Avec la publication du plan actuel, le temps est venu d'agir. Si l'avenir offre l'occasion de l'améliorer, il nous appartiendra de la saisir. Espérons toutefois que le temps des remises en question est terminé et qu'enfin, le Canada « prenne le virage » pour lutter contre les changements climatiques...

RÉFÉRENCES

- Affaires étrangères et Commerce international Canada (2008). « Exigences relatives à l'agrément d'une participation volontaire pour les projets MDP ». In Affaires étrangères et Commerce international Canada. *Bureau du Mécanisme pour un développement propre et de l'Application conjointe*, [En ligne]. <http://www.dfait-maeci.gc.ca/cdm-ji/vol-part-fr.asp> (Page consultée le 24 mars 2008).
- Alberta Environment (2007). « Offset Credit Project Guidance Document ». In Alberta Environment. *Legislation/Guidelines*, [En ligne]. http://www.environment.alberta.ca/documents/Guidance_Document_Alberta_Offsets_v1.2_Feb_08.pdf (Page consultée le 10 mars 2008).
- Alcoa. « Aluminerie de Baie-Comeau ». In Alcoa au Canada. Développement durable, [En ligne]. http://www.alcoa.com/canada/fr/info_page/sustain_home_bcq.asp (Page consultée le 15 février 2008).
- Allard, J.-L. (2007). Inventaire de GES secteur industriel, raffinerie NLRC. In Réseau-Environnement, *1^{er} Colloque air et changements climatiques*, Montréal, 3-4 oct. 2007.
- Bio-Terre Systems (2008). « Digestion anaérobie ». In Bio-Terre Systems, [En ligne]. <http://www.bioterre.com/digestion.php> (Page consultée le 18 mars 2008).
- Biothermica (2007). « Projets Kyoto ». In Biothermica. *Énergie*, [En ligne]. http://www.biothermica.com/energie/fr/expert_2_2_1.html (Page consultée le 13 octobre 2007).
- Blais, M., Nolet, J. (2008). Accéder au marché du carbone, occasions d'affaires pour les entreprises québécoises. In Réseau Environnement, *Salon des technologies environnementales du Québec 2008*, Québec, 1-2 avril 2008.
- Brennwald, M. et Möller, K. (2007). The Changing Landscape of the CDM Market, In International Emissions Trading Association, *Greenhouse Gas Market 2007, Building Upon a Solid Foundation : The Emergence of a Global Emissions Trading System* (p. 89-91). In IETA. *Library*, [En ligne]. <http://www.ieta.org/ieta/www/pages/getfile.php?docID=2735> (Page consultée le 20 mars 2008).
- CAISSE DES DÉPÔTS, POWERNEXT CARBON (2007). Méthodologie – version 2, janvier 2007. In Caisse des dépôts. *Finance Carbone*, [En ligne]. http://www.caissedesdepots.fr/IMG/pdf_Methodologie_Tendances_Carbone_FR_V2.pdf (Page consultée le 6 novembre 2008).

- CAISSE DES DÉPÔTS, POWERNEXT CARBON (2008). Tendances Carbone, avril 2008, no 24. *In* Caisse des dépôts. *Finance Carbone*, [En ligne]. http://www.caissedesdepots.fr/IMG/pdf_Tendances_carbone_n24_FR.pdf (Page consultée le 25 avril 2008).
- California Climate Action Registry (2007). «General Reporting Protocol, Reporting Entity-Wide Greenhouse Gas Emissions». *In* State of California. California Climate Action Registry, [En ligne]. http://www.climateregistry.org/docs/PROTOCOLS/GRP%20V2-March2007_web.pdf (Page consultée le 10 octobre 2007).
- CD4CDM (2008a). « Overview of the JI Pipeline ». *In* Capacity Development for the Clean Development Mechanism. Publications and Papers, [En ligne]. <http://www.cd4cdm.org/publications.htm> (Page consultée le 13 mars 2008).
- CD4CDM (2008b). « Overview of the CDM Pipeline ». *In* Capacity Development for the Clean Development Mechanism. *Publications and Papers*, [En ligne]. <http://www.cd4cdm.org/publications.htm> (Page consultée le 26 mars 2008).
- CDM Executive Board (2007). « Glossary of CDM Terms ». *In* UNFCCC. *CDM*, [En ligne]. http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/glos_CDM_v03.pdf (Page consultée le 20 avril 2008).
- Chicago Climate Exchange (2008a). « Offsets and Early Action Credits Issued as of 03/14/2008 ». *In* Chicago Climate Exchange. Offsets, [En ligne]. <http://www.chicagoclimatex.com/offsets/projectReport.jsf> (Page consultée le 14 mars 2008).
- Chicago Climate Exchange (2008b). « Market Data Chart ». *In* Chicago Climate Exchange. *Market Info*, [En ligne]. <http://www.chicagoclimatex.com/market/data/summary.jsf> (Page consultée le 26 avril 2008).
- CIBC World Markets (2007). « Weighing Carbon Costs in Canada ». *In* CIBC. *CIBC and the Environment*, [En ligne]. http://research.cibcwm.com/economic_public/download/occrept61.pdf (Page consultée le 20 avril 2008).
- Conseil canadien des chefs d'entreprise (2007). « Une croissance écologique, faire du Canada une superpuissance en environnement ». *In* Conseil canadien des chefs d'entreprise. *Publications*, [En ligne]. http://www.ceocouncil.ca/publications/pdf/test_bea49e5a254a51a49133fdb045fbf58b/Une_croissance_ecologique_enonce_de_principes_energie_et_environment_t_1er_octobre_2007.pdf (Page consultée le 13 octobre 2007).

Conseil de l'industrie forestière du Québec (2003). *Mémoire présenté par le Conseil de l'industrie forestière du Québec dans le cadre de la Commission parlementaire sur la mise en œuvre du Protocole de Kyoto au Québec*, Mémoire de commission parlementaire, Commission parlementaire sur la mise en œuvre du Protocole de Kyoto au Québec, Québec, 18 p.

CCNUCC (2001). « Décision 16/CP.7, Lignes directrices pour l'application de l'article 6 du Protocole de Kyoto ». In CCNUCC, [En ligne]. <http://unfccc.int/resource/docs/french/cop7/cp713a02f.pdf#page=5> (Page consultée le 4 mars 2008).

Crédit Suisse (2007). «Energy Efficiency : The Global Case for Efficiency Gains». In The London Accord, [En ligne]. http://www.london-accord.co.uk/final_report/reports/pdf/c4.pdf (Page consultée le 11 janvier 2008).

Dagicour, F. (2007). Le Cadre réglementaire sur les émissions atmosphériques. *Vecteur Environnement*, septembre 2007.

Department for Environment, Food and Rural Affairs. « Preparing a Carbon Report, GHG Protocol ». In DEFRA. Environmental Reporting. Preparing a Carbon Report. Greenhouse Gas Protocol, [En ligne]. <http://www.defra.gov.uk/environment/business/envrp/carbon-report.htm> (Page consultée le 23 janvier 2008).

ÉcoRessources Consultants (2007). « Changements climatiques ». In ÉcoRessources Consultants. *Changements climatiques*, [En ligne]. <http://www.ecoressources.com/fr/climat.html> (Page consultée le 13 octobre 2007).

Elliot, C. (2008). Communication personnelle. Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada.

Energy Information Administration (2007). « Annual Energy Outlook 2007 ». In Energy Information Administration. Annual Energy Outlook with Projections to 2030. *Energy Prices 1980-2030*, [En ligne]. http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/aeo07/graphic_data.html (Page consultée le 26 avril 2008).

Environnement Canada (2008a). « Site de la Base de données sur les GES des installations – Résultats ». Environnement Canada. Division des gaz à effet de serre, [En ligne]. http://www.ec.gc.ca/pdb/ghg/onlineData/table_f.cfm?sortC=total_emission_eq&sortD=DESC&year=2006&gasorcas=gas&gas=A&cas=A&fac_name=&npri_id=&c_local=P&prov=11&city=478&postal=&naics=A (Page consultée le 22 janvier 2008).

- Environnement Canada (2008b). « Système canadien de crédits compensatoires pour les gaz à effet de serre ». In Environnement Canada. ÉcoAction. Prendre le virage, [En ligne]. http://www.ec.gc.ca/doc/virage-corner/2008-03/pdf/526_fra.pdf (Page consultée le 10 mars 2008).
- Environnement Canada (2008c). « Prendre le virage : programme canadien de crédit pour des mesures d'action précoce ». In Environnement Canada. *Prendre le virage*, [En ligne]. http://www.ec.gc.ca/doc/virage-corner/2008-03/pdf/527_fra.pdf (Page consultée le 16 mars 2008).
- Environnement Canada (2008d). « Une modélisation détaillée des émissions et de l'aspect économique ». In Environnement Canada. ÉcoAction. Prendre le virage, [En ligne]. http://www.ec.gc.ca/doc/virage-corner/2008-03/pdf/571_fra.pdf (Page consultée le 10 mars 2008).
- Environnement Canada (2008e). « Information sur les sources et les puits de gaz à effet de serre. Procédures et guides ». In Environnement Canada. Division des gaz à effet de serre, [En ligne]. http://www.ec.gc.ca/pdb/ghg/guidance/calcu_pro_f.cfm (Page consultée le 18 janvier 2008).
- Gazette du Canada (2004), *Avis concernant la déclaration des gaz à effet de serre (GES) pour 2004*, Partie I, vol. 138, n° 11, 13 mars 2004.
- Gazette du Canada (2005), *Avis concernant la déclaration des gaz à effet de serre (GES) pour 2005*, Partie I, vol. 139, n° 11, 12 mars 2005.
- Gazette du Canada (2006), *Avis concernant la déclaration des gaz à effet de serre (GES) pour 2006*, Partie I, vol. 140, n° 28, 15 juillet 2006.
- Gazette du Canada (2007a), *Avis concernant la déclaration de l'information sur les polluants atmosphériques, les gaz à effet de serre et d'autres substances pour l'année civile 2006*, Partie I, *Supplément*, vol. 141, n° 49, 8 décembre 2007.
- Gazette du Canada (2007b), *Avis concernant la déclaration des gaz à effet de serre (GES) pour 2007*, Partie I, vol. 141, n° 9, 3 mars 2007.
- Gosselin, A. (2007). Cadre réglementaire sur les émissions atmosphériques industrielles. In Réseau-Environnement, *1^{er} Colloque air et changements climatiques*, Montréal, 3-4 oct. 2007.
- Gouvernement du Canada (2008). « Prendre le virage : Cadre réglementaire sur les émissions industrielles de gaz à effet de serre ». In Environnement Canada. *Prendre le virage*, [En ligne]. http://www.ec.gc.ca/doc/virage-corner/2008-03/pdf/541_fra.pdf (Page consultée le 16 mars 2008).

- Gouvernement du Canada (2007). « Cadre réglementaire sur les émissions atmosphériques ». In Environnement Canada. *ÉcoAction*, [En ligne]. <http://www.ecoaction.gc.ca/news-nouvelles/pdf/20070426-1-fra.pdf> (Page consultée le 30 avril 2007)
- Gouvernement du Canada (2006). « Déclaration des émissions de gaz à effet de serre : guide technique pour la déclaration des émissions de gaz à effet de serre ». In Gouvernement du Canada. *Gaz à effet de serre*, site de collecte, [En ligne]. <http://www.ghgreporting.gc.ca/GHGInfo/Pages/2006Guidance-French.pdf> (Page consultée le 14 novembre 2007).
- Gouvernement du Canada (2005). *Aller de l'avant pour contrer les changements climatiques : un plan pour honorer notre engagement de Kyoto*, Ottawa, Gouvernement du Canada, En84-15/2005, 48 p.
- Gouvernement du Canada (2002). *Plan du Canada sur les changements climatiques*. Ottawa, Environnement Canada, 70 p.
- Gouvernement du Canada (2000). *Plan d'action 2000 du gouvernement du Canada sur le changement climatique*. Ottawa, Environnement Canada, 16p.
- Hoffman, A.J. *et al.* (2006). « Corporate Strategies That Address Climate Change ». In Pew Center on Global Climate Change, [En ligne]. http://www.pewclimate.org/docUploads/PEW_CorpStrategies.pdf (Page consultée le 8 janvier 2008).
- Institut canadien des valeurs mobilières (1996). *Le cours sur le commerce des valeurs mobilières au Canada, volume 2*. Montréal. Institut canadien des valeurs mobilières, 285p.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (2006). « 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories ». In IPCC. *IPCC Guidelines*, <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm> (Page consultée le 16 janvier 2008).
- Jackson, P. (2007). « De Stockholm à Kyoto, un bref historique du changement climatique ». In Nations Unies. *Annuaire de l'ONU*, [En ligne]. <http://www.un.org/french/pubs/chronique/2007/numero2/0207p06.html> (Page consultée le 12 octobre 2007).
- KARMALI, A. (2005). « At What Price? » In Carbon Finance Online. *Features*, [En ligne]. http://www.icfi.com/Markets/Energy/doc_files/eu-emissions-cf705.pdf (Page consultée le 11 janvier 2008).

- Karousakis, K. (2006). « Joint Implementation : Current Issues and Emerging Challenges ». *In* United Nations Framework CCNUCC on Climate Change. COM/ENV/EPOC/IEA/SLT(2006)7, [En ligne]. http://regserver.unfccc.int/seors/file_storage/esotho4exmliljm.pdf (Page consultée le 13 janvier 2008).
- Kosloff, L. (2007). « Offsets - A Key Ingredient of Emissions Trading in California ... But! ». *In* Continuing Legal Education International, [En ligne]. www.cle.com/seminar_documents/Kosloff%20uploaded_45.ppt. (Page consultée le 11 janvier 2008).
- Lempert, Popper, R.J., Popper, S.W., Resetar, S.A. and Hart, S.L. (2002). «Capital Cycles and the Timing of Climate Change Policy». *In* Pew Center on Global Climate Change, [En ligne]. http://www.pewclimate.org/docUploads/capital_cycles.pdf (Page consultée le 8 janvier 2008).
- Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999), L.C. 1999, c. 33.
- Marché climatique de Montréal (2007). « Nouveaux produits : contrats à terme sur unités d'équivalent en dioxyde de carbone (CO₂e) ». *In* Marché climatique de Montréal, [En ligne]. http://www.m-x.ca/f_circulaires_fr/MCeXcirculaireBourseAnnexe_fr.pdf (Page consultée le 22 novembre 2007).
- Marché climatique de Montréal (2008). « Le Marché climatique de Montréal annonce que la négociation de contrats à terme MCeX liés aux émissions de gaz à effet de serre sera lancée le 30 mai 2008 ». *In* Marché climatique de Montréal, [En ligne]. http://www.m-x.ca/f_comm_press_fr/12-08_fr.pdf (Page consultée le 17 mars 2008).
- Marineau, L. (2008). Communication personnelle. Vice-président environnement, Cascades Inc.
- Menkovic, E. (2008). « Topo sur le semis direct ». *In* Ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation, [En ligne]. <http://www.mapaq.gouv.qc.ca/Fr/Regions/estrie/journal/Octobre+2007/Topo+sur+le+semis+direct/Topo+sur+le+semis+direct.htm> (Page consultée le 19 mars 2008).
- Merrill Lynch (2007). «Energy Efficiency, The Potential for Selected Investment Opportunities». *In* The London Accord, [En ligne]. http://www.london-accord.co.uk/final_report/reports/pdf/c5.pdf (Page consultée le 11 janvier 2008).

- Ministère des Ressources naturelles et de la Faune (2008). « La forêt, pour construire le Québec de demain ». In Ministère des Ressources naturelles et de la Faune. Forêts. Consultation publique, [En ligne].
<http://www.mrnf.gouv.qc.ca/publications/forets/consultation/livre-vert.pdf> (Page consultée le 17 mars 2008).
- Ministry of Housing, Spatial Planning and the Environment (2004). « Clean Development Mechanism, The Netherlands Approach ». In VROM. *Ministry of Housing, Spatial Planning and the Environment*, [En ligne].
<http://www2.vrom.nl/docs/internationaal/CDM%20brochure%20scherm.pdf>. (Page consultée le 11 janvier 2008).
- Nations Unies (1992). « Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques ». In United Nations Framework CCNUCC on Climate Change. Text of the CCNUCC. FCCC/INFORMAL/84 GE.05-62221 (F) 180705 260705, [En ligne].
http://unfccc.int/essential_background/CCNUCC/background/items/2853.ph^P (Page consultée le 4 mars 2008).
- New Energy Finance (2006). « Global Clean Energy Investment Overview, Trends and Issues in the Financing of Renewable Energy and Low-Carbon Technology ». In Clinton Global Initiative. *Energy and Climate Change Resource Center*, [En ligne].
<http://www.clintonglobalinitiative.org/NETCOMMUNITY/Document.Doc?&id=4>² (Page consultée le 28 février 2008)
- Nickell, S. J. (1978). *The Investment Decision of Firms*, Cambridge, Cambridge University Press.
- Nord Pool (2008). « Carbon Contracts, Exchange and OTC - quotation, trading and clearing ». In Nord Pool ASA. *Carbon Contracts*, [En ligne].
<http://www.nordpool.com/marketinfo/co2-allowances/allowances.cgi> (Page consultée le 26 avril 2008).
- Nordseth, M., Buen, J. et Lokshall, E. (2007). CER Market Dynamics, In UNEP RISOE Center, *Equal Exchange : Determining a Fair Price for Carbon* (p. 11-22). In CD4CDM, *Publications and Papers*, [En ligne].
<http://www.cd4cdm.org/Publications/Perspectives/FairPriceCarbon.pdf>. (Page consultée le 14 janvier 2008).
- Page, B. (2006). Canada : The Lull Before the Storm. In International Emissions Trading Association, *Greenhouse Gas Market Report 2006, Financing Response to Climate Change : Moving to Action*. In IETA, [En ligne].
<http://www.ieta.org/ieta/www/pages/getfile.php?docID=1938> (Page consultée le 15 octobre 2007).

- Paquette, M. (2008). Communication personnelle. Conseiller en placements (retraité), Scotia McLeod.
- Pembina Institute (2007). « Analysis of the Government of Canada's April 2007 Greenhouse Gas Policy Announcement ». In Pembina Institute. *Climate Change*, [En ligne]. http://pubs.pembina.org/reports/Reg_framework_comments.pdf (Page consultée le 12 octobre 2007).
- Pike, R.H. (1985). Disenchantment with DCF Promotes IRR, *Certified Accountant*, July 1985, pp. 14-17.
- Planétair (2008). « Projets de compensation ». In Planétair, [En ligne]. <http://planetair.ca/modules/smartcontent/page.php?pageid=54> (Page consultée le 14 mars 2008).
- Point Carbon (2004). What Determines the Price of Carbon? *Carbon Market Analyst Special Issue*, October 14th. In Point Carbon, [En ligne]. http://www.pointcarbon.com/wimages/Carbon_Market_Analyst_special_Oct_823_767.pdf (Page consultée le 25 octobre 2007).
- PPEREA (2008). « Le registre du PPEREA, registre des réductions d'émissions ». In Environnement Canada. Projet pilote d'élimination et de réduction des émissions et d'apprentissage, [En ligne]. http://www.ec.gc.ca/PERRL/reductions2_f.html (Page consultée le 14 mars 2008).
- Radio-Canada (2007). « GES, Des industries inquiètes ». In Radio-Canada. *Alberta*, [En ligne]. <http://www.radio-canada.ca/regions/alberta/2007/10/11/004-industries-inquietudes.shtml> (Page consultée le 12 octobre 2007)
- Réseau-Environnement (2007). « Mémoire de RÉSEAU Environnement sur le Cadre réglementaire sur les émissions atmosphériques ». In Réseau-Environnement, *Publications*, [En ligne]. http://www.reseau-environnement.com/RENV/data/publication/textes/1187791125073_Reseauenvironnement_memoire_27072007.pdf (Page consultée le 8 septembre 2007).
- Ressources naturelles Canada. « Secteurs industriels ». In Ressources naturelles Canada. Office de l'efficacité énergétique. Secteurs industriels, [En ligne]. <http://oe.e.nrcan.gc.ca/industriel/opportunités/peeic/secteurs-industriels.cfm?attr=24> (Page consultée le 17 janvier 2008).
- Stern, N. (2006). « Stern Review on the Economics of Climate Change, Opportunities and Wider Benefits from Climate Policies ». In HM Treasury. Stern Review on the Economics of Climate Change, [En ligne]. http://www.hm-treasury.gov.uk/media/A/E/Chapter_12_Opportunities_and_Wider_Benefits_from_Climate_Policies.pdf (Page consultée le 17 décembre 2007).

- Sundem, G.L. (1975). Evaluating Capital Budgeting Models in Simulated Environments, *Journal of Finance*, vol. 30, no 4, p. 977-992.
- The Greenhouse Gas Protocol Initiative (2008). «Sector Toolsets». In GHG Protocol. Calculation Tools, [En ligne]. <http://www.ghgprotocol.org/calculation-tools/sector-toolsets> (Page consultée le 18 janvier 2008).
- The Greenhouse Gas Protocol Initiative (2004). « The Greenhouse Gaz Protocol, A Corporate Accounting and Reporting Standard, Revised Edition». In GHG Protocol, [En ligne]. <http://www.ghgprotocol.org/files/downloads/Publications/ghg-protocol-revised.pdf> (Page consultée le 14 octobre 2007).
- Turcotte, E. (2006). *Analyse des systèmes d'échange de permis d'émission de carbone, perspectives et opportunités*, Essai de maîtrise en environnement, Université de Sherbrooke, Sherbrooke, Québec, 101 p.
- UNFCCC (2008a). « Designated National Authorities ». In UNFCCC. *Clean Development Mechanism*, [En ligne]. <http://cdm.unfccc.int/DNA/index.html> (Page consultée le 25 mars 2008).
- UNFCCC (2008b). « List of Designated Operational Entities ». In UNFCCC. *Designated Operational Entities*, [En ligne]. <http://cdm.unfccc.int/DOE/list/index.html> (Page consultée le 25 mars 2008).
- UNFCCC (2007a). « United Nations Framework Convention on Climate Change, Status of ratification ». In UNFCCC. *Kyoto Protocol*, [En ligne]. http://unfccc.int/files/kyoto_protocol/background/status_of_ratification/application/pdf/kp_ratification.pdf (Page consultée le 12 octobre 2007).
- UNFCCC (2007b). « Report of the Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice on its twenty-seventh session, held in Bali from 3 to 11 December 2007 ». In UNFCCC. *The United Nations Climate Change Conference in Bali*, [En ligne]. <http://unfccc.int/resource/docs/2007/sbsta/eng/16.pdf> (Page consultée le 11 avril 2008).
- UNFCCC (2005). « Modalities and Procedures for a Clean Development Mechanism as defined in Article 12 of the Kyoto Protocol ». In UNFCCC. *Decisions by CMP*, [En ligne]. <http://www.unfccc.int/Reference/COPMOP/08a01.pdf> (Page consultée le 5 avril 2008).
- UNFCCC (2004). « Glossary of CDM terms ». In UNFCCC. *Clean Development Mechanism*, [En ligne]. http://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/glos_CDM_v03.pdf (Page consultée le 25 mars 2008).

- Walden, T. (2006). « Relative Costs of Electricity Generation Technologies ». In Canadian Energy Research Institute. *News and Headlines*, [En ligne]. http://ceri.ca/Publications/documents/CNA-sept2006_000.pdf (Page consultée le 26 avril 2008).
- Weissenberger, N. (2004). «Le Québec élève-modèle du Canada dans le dossier des émissions de gaz à effet de serre: concours de circonstances ou l'exemple à suivre?». In Vertigo - La revue en sciences de l'environnement sur le WEB. Vol 5 No 1 , mai 2004, [En ligne]. http://www.vertigo.uqam.ca/vol5no1/art7vol5no1/sebastien_weissenberger.html (Page consultée le 23 janvier 2008).
- Wilder, M., Willis, M. (2007). « CER Pricing : Legal Influences ». In UNEP RISOE Center, *Equal Exchange : Determining a Fair Price for Carbon* (p. 11-22). In CD4CDM, *Publications and Papers*, [En ligne]. <http://www.cd4cdm.org/Publications/Perspectives/FairPriceCarbon.pdf>. (Page consultée le 14 janvier 2008).
- Woerdman, E. (2005). Hot Air Trading under the Kyoto Protocol : an Environmental Problem or not? In University of Groningen. *Rechten*, [En ligne]. http://rechten.eldoc.ub.rug.nl/FILES/departments/Algemeen/Recht13/2005/hotairtrading/HotAirTrading_EELR.PDF (Page consultée le 14 avril 2008).
- World Bank (2007). « State and Trends of the Carbon Market 2007 ». In The World Bank Carbon Finance Unit. *Document library*, [En ligne]. http://carbonfinance.org/docs/Carbon_Trends_2007- FINAL - May 2.pdf (Page consultée le 28 février 2008).

BIBLIOGRAPHIE

- Environnement Canada (2004). « La fusion et le raffinage des métaux de base, guide pour l'estimation des gaz à effet de serre ». *In* Environnement Canada. Division des gaz à effet de serre. SPE 9/AP/2, [En ligne].
http://www.ec.gc.ca/pdb/ghg/guidance/protocoles/2005_Metal_mining/Metaux_de_base.pdf (Page consultée le 14 janvier 2008).
- Environnement Canada (2004). « La production d'aluminium, guide pour l'estimation des gaz à effet de serre ». *In* Environnement Canada. Division des gaz à effet de serre. SPE 9/AP/1, [En ligne].
http://www.ec.gc.ca/pdb/ghg/guidance/protocoles/2005_Metal_mining/Aluminium_f.pdf (Page consultée le 14 janvier 2008).
- Environnement Canada (2004). « La production de chaux, guide pour l'estimation des gaz à effet de serre ». *In* Environnement Canada. Division des gaz à effet de serre. SPE 9/AP/5, [En ligne].
http://www.ec.gc.ca/pdb/ghg/guidance/protocoles/2005_Metal_mining/Chaux.pdf (Page consultée le 14 janvier 2008).
- Environnement Canada (2004). « La production de ciment, guide pour l'estimation des gaz à effet de serre ». *In* Environnement Canada. Division des gaz à effet de serre. SPE 9/AP/3, [En ligne].
http://www.ec.gc.ca/pdb/ghg/guidance/protocoles/2005_Metal_mining/Ciment.pdf (Page consultée le 14 janvier 2008).
- Environnement Canada (2004). « La production du magnésium, guide pour l'estimation des gaz à effet de serre ». *In* Environnement Canada. Division des gaz à effet de serre. SPE 9/AP/6, [En ligne].
http://www.ec.gc.ca/pdb/ghg/guidance/protocoles/2005_Metal_mining/Magnesium_f.pdf (Page consultée le 14 janvier 2008).
- Environnement Canada (2004). « La sidérurgie, guide pour l'estimation des gaz à effet de serre ». *In* Environnement Canada. Division des gaz à effet de serre. EPS 9/AP/4, [En ligne].
http://www.ec.gc.ca/pdb/ghg/guidance/protocoles/2005_Metal_mining/Siderurgie.pdf (Page consultée le 14 janvier 2008).
- Environnement Canada (2004). « L'extraction de métaux, guide pour l'estimation des gaz à effet de serre ». *In* Environnement Canada. Division des gaz à effet de serre. SPE 9/AP/7, [En ligne].
http://www.ec.gc.ca/pdb/ghg/guidance/protocoles/2005_Metal_mining/extraction_métaux.pdf (Page consultée le 14 janvier 2008).

- Nyboer, J, Rivers, N. (2002). « Guide de référencement en matière de consommation énergétique, raffinage classique du pétrole au Canada ». *In* Ressources naturelles Canada, Office de l'efficacité énergétique, [En ligne].
<http://oe.nrcan.gc.ca/publications/infosource/Pub/peeic/Guidereferenciation.pdf>
 (Page consultée le 17 janvier 2008)
- Ressources naturelles Canada, Association de l'aluminium du Canada (1998).
 « Guide sur l'efficacité énergétique dans les alumineries ». *In* Ressources naturelles Canada. Office de l'efficacité énergétique, [En ligne].
<http://oe.nrcan.gc.ca/industriel/opportunités/secteurs/aluminium.cfm?attr=24>
 (Page consultée le 17 janvier 2008).
- Ressources naturelles Canada (2001). « Guide d'évaluation de la consommation d'énergie : production de ciment clinker ». *In* Ressources naturelles Canada. Office de l'efficacité énergétique. M27-01-1464F, [En ligne].
http://oe.nrcan.gc.ca/publications/industriel/BenchmCiment_f.pdf (Page consultée le 17 janvier 2008).
- Ressources naturelles Canada. «Secteur de la chaux ». *In* Ressources naturelles Canada. Office de l'efficacité énergétique. Installations industrielles, [En ligne]. <http://oe.nrcan.gc.ca/industriel/opportunités/secteurs/chaux.cfm?attr=24>
 (Page consultée le 17 janvier 2008).
- Ressources naturelles Canada. «Secteur de la production d'hydrocarbures en amont». *In* Ressources naturelles Canada. Office de l'efficacité énergétique. Installations industrielles, [En ligne].
<http://oe.nrcan.gc.ca/industriel/opportunités/secteurs/hydrocarbures-en-amont.cfm?attr=24> (Page consultée le 17 janvier 2008).
- Ressources naturelles Canada. «Secteur de la sidérurgie». *In* Ressources naturelles Canada. Office de l'efficacité énergétique. Installations industrielles, [En ligne].
<http://oe.nrcan.gc.ca/industriel/opportunités/peeic/reunions/steel/login.cfm?attr=24>
 (Page consultée le 17 janvier 2008).
- Ressources naturelles Canada. «Secteur des pâtes et papiers». *In* Ressources naturelles Canada. Office de l'efficacité énergétique. Installations industrielles, [En ligne].
<http://oe.nrcan.gc.ca/industriel/opportunités/peeic/reunions/pp/login.cfm?attr=24>
 (Page consultée le 17 janvier 2008).
- Ressources naturelles Canada. «Secteur des pipelines». *In* Ressources naturelles Canada. Office de l'efficacité énergétique. Installations industrielles, [En ligne].
<http://oe.nrcan.gc.ca/industriel/opportunités/secteurs/pipelines.cfm?attr=24> (Page consultée le 17 janvier 2008).

- Ressources naturelles Canada. «Secteur des sables bitumineux». *In* Ressources naturelles Canada. Office de l'efficacité énergétique. Installations industrielles, [En ligne]. <http://oee.nrcan.gc.ca/industriel/opportunités/secteurs/sables-bitumineux.cfm?attr=24> (Page consultée le 17 janvier 2008).
- The Greenhouse Gas Protocol Initiative. «Sector Toolsets – Adipic Acid». *In* GHG Protocol. Calculation Tools, [En ligne]. <http://www.ghgprotocol.org/calculation-tools/adipic-aci>^d (Page consultée le 18 janvier 2008).
- The Greenhouse Gas Protocol Initiative. «Sector Toolsets - Aluminum». *In* GHG Protocol. Calculation Tools, [En ligne]. <http://www.ghgprotocol.org/calculation-tools/aluminum-sector> (Page consultée le 18 janvier 2008).
- The Greenhouse Gas Protocol Initiative. «Sector Toolsets – Ammonia». *In* GHG Protocol. Calculation Tools, [En ligne]. <http://www.ghgprotocol.org/calculation-tools/ammonia> (Page consultée le 18 janvier 2008).
- The Greenhouse Gas Protocol Initiative. «Sector Toolsets - Cement». *In* GHG Protocol. Calculation Tools, [En ligne]. <http://www.ghgprotocol.org/calculation-tools/cement-sector> (Page consultée le 18 janvier 2008).
- The Greenhouse Gas Protocol Initiative. «Sector Toolsets – HCFC-22». *In* GHG Protocol. Calculation Tools, [En ligne]. <http://www.ghgprotocol.org/calculation-tools/hcfc-22> (Page consultée le 18 janvier 2008).
- The Greenhouse Gas Protocol Initiative. «Sector Toolsets – Iron and Steel». *In* GHG Protocol. Calculation Tools, [En ligne]. <http://www.ghgprotocol.org/calculation-tools/iron-and-steel-sector> (Page consultée le 18 janvier 2008).
- The Greenhouse Gas Protocol Initiative. «Sector Toolsets – Lime». *In* GHG Protocol. Calculation Tools, [En ligne]. <http://www.ghgprotocol.org/calculation-tools/lime-sector> (Page consultée le 18 janvier 2008).
- The Greenhouse Gas Protocol Initiative. «Sector Toolsets – Nitric Acid». *In* GHG Protocol. Calculation Tools, [En ligne]. <http://www.ghgprotocol.org/calculation-tools/nitric-acid> (Page consultée le 18 janvier 2008).
- The Greenhouse Gas Protocol Initiative. «Sector Toolsets – Pulp and Paper». *In* GHG Protocol. Calculation Tools, [En ligne]. <http://www.ghgprotocol.org/calculation-tools/pulp-and-paper> (Page consultée le 18 janvier 2008).
- The Greenhouse Gas Protocol Initiative. «Sector Toolsets – Wood Products». *In* GHG Protocol. Calculation Tools, [En ligne]. <http://www.ghgprotocol.org/calculation-tools/wood-products> (Page consultée le 18 janvier 2008).

ANNEXE 1

TABLEAU DES GRANDS ÉMETTEURS DES GES QUÉBÉCOIS

Tiré de Environnement Canada 2008a

Nom de l'installation	Société déclarante	Ville	Province	Gaz à effet de serre (tonnes éq CO2)						Total (tonnes éq CO2)
				CO2	CH4	N2O	HFCs	PFCs	SF6	
<u>Aluminerie de Baie-Comeau</u>	Alcoa Limitée	Baie-Comeau	Québec	756 799,00	9,22	337,59		1 025 573,10		1 782 718,91
<u>Raffinerie de Montreal</u>	Petro-Canada	Montreal	Québec	1 329 779,05	52 650,57	4 966,20				1 387 395,82
<u>Montreal East Refinery</u>	Shell Canada Products	Montreal	Québec	1 309 069,00	924	30 380,00				1 340 373,00
<u>Raffinerie Jean-Gaulin</u>	Ultramar limitée	Lévis	Québec	1 298 852,15	3 616,81	6 853,79				1 309 322,75
<u>Complexe métallurgique de Sorel-Tracy</u>	QIT - Fer et Titane Inc.	Sorel-Tracy	Québec	1 095 024,00	61,03	882,26				1 095 967,29
<u>Aluminerie Alouette inc.</u>	Aluminerie Alouette inc.	Sept-Îles	Québec	961 754,00	35,95	140,74	44,2	56 153,80		1 018 128,69
<u>Cimenterie de Saint-Basile</u>	Ciment Québec Inc.	Saint-Basile	Québec	867 718,00						867 718,00
<u>Usine de Bouletage</u>	Compagnie Minière Québec Cartier	Port-Cartier	Québec	864 605,00	95,95	1 077,87				865 778,82
<u>Joliette Plant</u>	St. Lawrence Cement Inc	Joliette	Québec	824 928,00						824 928,00
<u>Usine Arvida</u>	Alcan Inc; 1188 Sherbrooke Ouest Montréal H3A 3G2	Jonquière	Québec	395 531,00	20,81	233,12		408 778,50		804 563,43
<u>Usine Alma</u>	Alcan inc	Alma	Québec	698 010,00	39,44	261,64		94 379,00		792 690,08
<u>Cimenterie de St-Constant</u>	LAFARGE CANADA INC.	St-Constant	Québec	788 174,00						788 174,00
<u>Usine Vaudreuil</u>	Alcan Bauxite et alumine	Jonquière	Québec	707 800,00	479,05	1 566,74	559			710 404,79

<u>Aluminerie de Bécancour</u>	Aluminerie de Bécancour inc.	Bécancour	<u>Québec</u>	684 775,00	25,77	334,49		19 083,70	11,95	704 230,91
<u>Usine Grande-Baie</u>	Alcan Métal Primaire - Québec	La Baie	<u>Québec</u>	435 770,00	32,95	257,61		222 429,60	4 995,10	663 485,26
<u>Bécancour Power Plant</u>	TransCanada Energy Ltd.	Bécancour	<u>Québec</u>	557 141,51	1 060,59	6 643,27				564 845,37
<u>Mines Wabush Pointe Noire</u>	Mines Wabush	Sept-Iles	<u>Québec</u>	544 312,28	149	2 178,00				546 639,28
<u>Bedford</u>	Graymont (QC) Inc.	Bedford	<u>Québec</u>	499 573,82	51,58	511,5				500 136,90
<u>Usine Laterrière</u>	Alcan Inc.	Laterrière	<u>Québec</u>	358 656,00	10,02	93,62		84 585,70	7 456,80	450 802,14
<u>usine de Deschambault</u>	Alcoa Deschambault Ltée	Deschambault	<u>Québec</u>	421 009,00	14,87	192,2	10,53	19 152,70		440 379,30
<u>Pétromont - Usine de Varennes</u>	Pétromont s.e.c.	Varennes	<u>Québec</u>	352 702,00	1 323,00					354 025,00
<u>Usine Shawinigan</u>	Alcan Inc., 1188 Sherbrooke ouest, Montréal, H3A3G	Shawinigan	<u>Québec</u>	184 448,00	7,92	77,81		124 514,10		309 047,83
<u>usine de La Tuque</u>	Emballages Smurfit-Stone canada inc.	La Tuque	<u>Québec</u>	277 331,56	841,3	8 761,22				286 934,08
<u>Norsk Hydro Canada Inc</u>	Norsk Hydro Canada Inc	Bécancour	<u>Québec</u>	140 446,00	23,29	339,14	34 138,00		80 782,00	255 728,43
<u>Chimie ParaChem s.e.c</u>	Chimie ParaChem s.e.c	Montréal-Est	<u>Québec</u>	254 117,86	496,21	975,57				255 589,63
<u>Usine de réduction - Complexe de Contrecoeur</u>	Mittal Canada Inc.	Contrecoeur	<u>Québec</u>	225 549,34	105,74	1 393,30				227 048,37

<u>Ste Sophie Landfill</u>	Waste Management of Canada Corporation	Ste Sophie	<u>Québec</u>		208 775,70					208 775,70
<u>Silicium Bécancour inc.</u>	Silicium Bécancour inc.	Bécancour	<u>Québec</u>	152 653,96	13 451,09	41 868,60				207 973,65
<u>Marbleton</u>	Graymont (QC) Inc.	Marbleton	<u>Québec</u>	188 093,37	23,63	223,82				188 340,81
<u>KRONOS Canada, Inc.</u>	KRONOS Canada, Inc.	Varenes	<u>Québec</u>	183 332,00	45,57	612,87				183 990,44
<u>Joliette</u>	Graymont (QC) Inc.	Joliette	<u>Québec</u>	181 959,63	24,93	237,77				182 222,33
<u>Acierie - Complexe de Contrecoeur</u>	Mittal Canada Inc.	Contrecoeur	<u>Québec</u>	158 161,29	12,18	234,48				158 407,95
<u>Alcan-Usine Beauharnois</u>	Alcan-Usine Beauharnois	Melocheville	<u>Québec</u>	99 507,36	4,49	246,45		52 592,98		152 351,28
<u>Kruger Wayagamack inc.</u>	Kruger Wayagamack inc.	Trois-Rivières	<u>Québec</u>	147 785,61	402,47	3 987,84				152 175,92
<u>Usine de Bécancour</u>	Société PCI Chimie Canada	Bécancour	<u>Québec</u>	146 120,80	96,24	250,17				146 467,21
<u>Centrale de cogénération de Kingsey Falls</u>	Boralex Énergie inc.	Kingsey Falls	<u>Québec</u>	137 886,24	716,08	1 089,65				139 691,97
<u>Mine Raglan</u>	Xstrata Nickel - Mine Raglan	Rouyn-Noranda	<u>Québec</u>	131 647,20	408,24	4 949,83				137 005,28
<u>Division Laurentide</u>	Abitibi Consolidated Inc	Grand-Mère	<u>Québec</u>	130 926,00	273	2 170,00				133 369,00
<u>Division Belgo</u>	Compagnie Abitibi Consolidated du Canada	Shawinigan	<u>Québec</u>	130 191,00	105	930				131 226,00

<u>Mine de Mont-Wright</u>	Compagnie Minière Québec Cartier	Fermont	<u>Québec</u>	124 394,00	72,53	1 240,62				125 707,15
<u>Centrale de Cap-aux-Meules, Îles-de-la-Madeleine</u>	Hydro-Québec	Cap-aux-Meules	<u>Québec</u>	121 866,00	144,48					122 010,48
<u>Papiers Fraser</u>	FPS Canada Inc.	Thurso	<u>Québec</u>	109 740,16	633,36	6 218,60				116 592,12
<u>Abitibi Consolidated, Division Alma</u>	Abitibi-Consolidated du Canada, Division Alma	Alma	<u>Québec</u>	108 898,00	135,05	1 160,64				110 193,69
<u>Mittal Canada Contrecoeur Ouest inc.</u>	Mittal Canada Contrecoeur Ouest inc.	Contrecoeur	<u>Québec</u>	103 112,86	19,63	335,17				103 467,66
<u>AFG Industries Ltée</u>	AFG Industries Ltée	St-Augustin-de-Desmaures	<u>Québec</u>	100 271,00						100 271,00
<u>Division des papiers pour publications</u>	Kruger inc.	Trois-Rivières	<u>Québec</u>	95 381,33	70,77	638,6			1 051,60	97 142,30
<u>SFK Pâte</u>	SFK Pâte S.E.N.C.	St-Félicien	<u>Québec</u>	82 377,00	966	9 300,00				92 643,00
<u>Interquisa Canada s.e.c.</u>	Interquisa Canada s.e.c.	Montréal-Est	<u>Québec</u>	90 616,26	244,46	97,03				90 957,75
<u>Division Kénogami</u>	Compagnie Abitibi Consolidated du Canada	Jonquière	<u>Québec</u>	66 608,00	42	310				66 960,00

<u>Usine de fluorure</u>	Alcan Métal Primaire	Jonquière	<u>Québec</u>	11 681,00	6,26	38,44				11 725,70
<u>Electrolux Canada Corp.</u>	Electrolux Canada Corp.	L'Assomption	<u>Québec</u>	110						110
<u>OC Celfortec</u>	Owens Corning	Valleyfield	<u>Québec</u>	48,44						48,44
Total				19 637 244,07	288 748,20	144 598,26	34 751,73	2 107 243,18	94 297,45	22 306 882,88

ANNEXE 2
LISTES DE MÉTHODES ET PROTOCOLES DE QUANTIFICATION DES
ÉMISSIONS INDUSTRIELLES

À l'heure actuelle, une courte série de protocoles propres à certains secteurs industriels sont endossés par Environnement Canada (Elliot 2008) et se retrouvent sur son site Internet (Environnement Canada 2008e). Ces guides s'adressent aux secteurs suivants : production d'aluminium, fonte et raffinage des métaux communs de première fusion, production de ciment, sidérurgie, production de chaux, production et coulage du magnésium de première fusion, extraction de minerai métallique.

De nombreux autres protocoles sont reconnus par des autorités réglementaires ailleurs dans le monde. Ainsi, selon l'agence britannique responsable des changements climatiques, « le Greenhouse Gas Protocol (The Greenhouse Gas Protocol Initiative 2004, précité) est l'outil international le plus utilisé permettant aux gouvernements et aux dirigeants d'entreprises de comprendre, quantifier et gérer les émissions de GES »(DEFRA 2008). Outre le protocole général, les protocoles sectoriels préparés en complément à ce dernier pourraient être très utiles aux industries canadiennes appartenant aux secteurs de l'aluminium, du ciment, de la sidérurgie, de la production de chaux, des pâtes et papiers, des produits du bois et de la fabrication de certains produits chimiques (acide adipique, acide nitrique, ammoniac, HCFC-22) (The Greenhouse Gas Protocol Initiative 2008).

Les secteurs du transport et de la distribution du gaz naturel, des sables bitumineux, des terminaux de produits pétroliers, du raffinage du pétrole, de la potasse, de la production de pétrole et gaz en amont et les industries chimiques n'ayant pas été nommées ci-haut n'ont pas encore de protocoles de quantification complets. La meilleure solution s'offrant à eux pour le moment sera de calculer leurs émissions en appliquant les méthodologies prônées par les parties pertinentes des lignes directrices du GIEC (par exemple, les chapitres sur la combustion stationnaire, les émissions fugitives, etc.) (Intergovernmental Panel on Climate Change 2006).

Finalement, notons que de nombreux outils destinés à des secteurs industriels spécifiques sont énumérés en bibliographie du présent essai.

ANNEXE 3
TABLEAU DE DÉFINITION DES DIFFÉRENTS TYPES DE PROJETS
D'APPLICATION CONJOINTE
Tiré de CD4CDM 2008a

Type	How the project types are defined in the Pipeline
Afforestation & Reforestation	According to LULUCF rules
Agriculture	Projects producing biogas that is flared
Biogas	Projects producing biogas that is used for energy purposes
Biomass energy	New plant using biomass or existing ones changing from fossil to biomass, also biofuels
Cement	Projects where lime in the cement is replaced by other materials
Coal bed/mine methane	CH ₄ is collected from coal mines or coal beds
Energy distrib.	Reduction in losses in transmission/distribution of electricity/district heat
Energy Efficiency (EE) Households	Energy Efficiency improvements in domestic houses and appliances
EE Industry	End-use Energy Efficiency improvements in industry
EE own generation	Waste heat or waste gas used for electricity production in industry
EE Service	Energy Efficiency improvements in buildings and appliances in public & private service
EE Supply side	More efficient power plants producing electricity and district heat
Fossil fuel switch	Switch from one fossil fuel to another fossil fuel (including new natural gas power plants)
Fugitive	Recovery of CH ₄ from oil wells, gas pipeline leaks, charcoal production
Geothermal	Geothermal energy
HFCs	HFC-23 destruction
Hydro	New hydro power plants
Landfill gas	Collection of landfill gas, composting, or incinerating of the waste in stead of landfilling
N ₂ O	Reduction of N ₂ O from production of nitric acid, adipic acid, caprolactam
PFCs	Reduction of emissions of PFCs
Solar	Solar PV, solar water heating, solar cooking
Tidal	Tidal power
Transport	More efficient transport
Wind	Wind power
Project Categories	
HFC & N ₂ O reduction	HFCs + PFCs + SF ₆ + N ₂ O
CH ₄ reduction & Cement & Coal mine/bed	Agriculture + cement + coal bed/mine + fugitive + landfill gas
Renewables	Biogas + biomass energy + geothermal + hydro +solar + tidal + wind
Energy efficiency	Energy distribution+EE households+EE industry+ EE service+EE supply side+transport
Fuel switch	Fossil fuel switch
Afforestation & Reforestation	Afforestation + reforestation

ANNEXE 4

**TABLEAU DE RÉPARTITION DES URE PRODUITES PAR PAYS ET PAR
TYPES DE PROJETS
Tiré de CD4CDM 2008a**

Region/Country for JI projects (Total 2012 kERUs)	Afforestation	Agriculture	Biogas	Biomass energy	Cement	Coal bed/mine methane	Energy distribution	EE households	EE industry	EE own generation
Russia & Ukraine	0	0	682	2912	0	24463	1413	0	15810	7787
Russia	0	0	682	2912	0	0	586	0	3503	0
Ukraine	0	0	0	0	0	24463	827	0	12307	7787
Eastern Europe	0	0	0	1426	0	332	0	0	3	0
Bulgaria	0	0	0	799	0	0	0	0	0	0
Poland	0	0	0	0	0	270	0	0	0	0
Lithuania	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Estonia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Romania	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hungary	0	0	0	601	0	0	0	0	3	0
Slovakia	0	0	0	0	0	63	0	0	0	0
Latvia	0	0	0	27	0	0	0	0	0	0
Czech Republic	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Others	0	0	0	0	0	1119	0	0	0	0
Germany	0	0	0	0	0	286,74	0	0	0	0
New Zealand	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total JI countries	0	0	682	4338	0	25915	1413	0	15812	7787

Region/Country for JI projects (Total 2012 kERUs)	EE service	EE supply side	Fossil fuel switch	Fugitive	Geothermal	HFCs	Hydro	Landfill gas	N2O	Others
Russia & Ukraine	0	7859	9225	68842	0	5789	33	8476	5841	0
Russia	0	7530	9225	68842	0	5789	33	7935	5841	0
Ukraine	0	328	0	0	0	0	0	541	0	0
Eastern Europe	0	1114	0	148	0	0	1621	380	12051	0
Bulgaria	0	0	0	0	0	0	1621	0	0	0
Poland	0	0	0	0	0	0	0	213	6416	0
Lithuania	0	0	0	148	0	0	0	167	5634	0
Estonia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Romania	0	1114	0	0	0	0	0	0	0	0
Hungary	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Slovakia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Latvia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Czech Republic	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Others	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Germany	0	0	0	0	0	0	0	0	4292,365	0
New Zealand	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total JI countries	0	8973	9225	68989	0	5789	1654	8856	17892	0

Region/Country for JI projects (Total 2012 kERUs)	PFCs	Reforestation	Solar	Tidal	Transport	Wind	Total
Russia & Ukraine	1165	0	0	0	0	2955	163251
Russia	1165	0	0	0	0	0	114042
Ukraine	0	0	0	0	0	2955	49209
Eastern Europe	0	0	0	0	0		20017
Bulgaria	0	0	0	0	0	425	2845
Poland	0	0	0	0	0	919	7818
Lithuania	0	0	0	0	0	483	6432
Estonia	0	0	0	0	0	1115	1115
Romania	0	0	0	0	0	0	1114
Hungary	0	0	0	0	0	0	603
Slovakia	0	0	0	0	0	0	63
Latvia	0	0	0	0	0	0	27
Czech Republic							0
Others	0	0	0	0	0		4579
Germany	0	0	0	0	0	0	4579
New Zealand							0
Total JI countries	1165	0	0	0	0		187847

ANNEXE 5

**TABLEAU DE DÉFINITION DES DIFFÉRENTS TYPES DE PROJETS DU
MÉCANISME POUR UN DÉVELOPPEMENT PROPRE
Tiré de CD4CDM 2008b**

Type	How the project types are defined in the Pipeline
Afforestation & Reforestation	According to LULUCF rules
Agriculture	Projects producing biogas that is flared
Biogas	Projects producing biogas that is used for energy purposes
Biomass energy	New plant using biomass or existing ones changing from fossil to biomass, also biofuels
Cement	Projects where lime in the cement is replaced by other materials
CO2 capture	Recovered CO2 from tail gas substituting fossil fuels for production of CO2
Coal bed/mine methane	CH4 is collected from coal mines or coal beds
Energy distribution	Reduction in losses in transmission/distribution of electricity/district heat
EE Households	Energy Efficiency improvements in domestic houses and appliances
EE Industry	End-use Energy Efficiency improvements in industry
EE own generation	Waste heat or waste gas used for electricity production in industry
EE Service	Energy Efficiency improvements in buildings and appliances in public & private service
EE Supply side	More efficient power plants producing electricity and district heat
Fossil fuel switch	Switch from one fossil fuel to another fossil fuel (including new natural gas power plants)
Fugitive	Recovery instead of flaring of CH4 from oil wells, gas pipeline leaks, charcoal production
Geothermal	Geothermal energy
HFCs	HFC-23 destruction
Hydro	New hydro power plants
Landfill gas	Collection of landfill gas, composting, or incinerating of the waste instead of landfilling
N2O	Reduction of N2O from production of nitric acid, adipic acid, caprolactam
PFCs	Reduction of emissions of PFCs
Solar	Solar PV, solar water heating, solar cooking
Tidal	Tidal power
Transport	More efficient transport
Wind	Wind power
Project categories	
HFC & N2O reduction	HFCs + PFCs + SF6, +N2O
Renewables	Biogas + biomass energy + geothermal + hydro + solar + tidal + wind
CH4 reduction & Cement & Coal mine/bed	Agriculture + cement + coal bed/mine + fugitive + landfill gas +
Supply-side EE	EE supply side+ EE own generation+Energy distribution
Fuel switch	Fossil fuel switch
Demand-side EE	EE households+EE industry+ EE service
Afforestation & Reforestation	Afforestation + reforestation
Transport	More efficient transport, biofuels are under biomass energy

ANNEXE 6

**TABLEAU DE RÉPARTITION DES URCE PRODUITES PAR PAYS ET PAR
TYPES DE PROJETS
Tiré de CD4CDM 2008b**

Region/Country for CDM projects (Total 2012 kCERs)	Afforestation	Agriculture	Biogas	Biomass energy	Cement	CO2 capture	Coal bed/mine methane	Energy distribution	EE households	EE industry
Latin America	93	42304	11263	37852	3378	0	3185	819	7	8109
Argentina	0	0	126	351	0	0	0	0	0	1080
Bolivia	0	0	171	0	0	0	0	0	0	0
Brazil	0	13412	1436	26788	104	0	0	734	7	579
Chile	93	9519	162	3927	0	0	0	0	0	0
Colombia	0	0	3919	707	0	0	0	0	0	643
Costa Rica	0	0	0	411	0	0	0	0	0	0
Cuba	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dominican Republic	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ecuador	0	239	217	1105	0	0	0	0	0	0
El Salvador	0	0	0	1295	0	0	0	0	0	0
Guatemala	0	0	567	162	0	0	0	0	0	0
Guyana	0	0	0	572	0	0	0	0	0	0
Honduras	0	0	711	1046	0	0	0	0	0	0
Jamaica	0	0	0	0	1061	0	0	0	0	0
Mexico	0	19135	2662	660	2213	0	3185	0	0	5807
Nicaragua	0	0	1140	392	0	0	0	0	0	0
Panama	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Paraguay	0	0	0	92	0	0	0	0	0	0
Peru	0	0	154	0	0	0	0	85	0	0
Uruguay	0	0	0	343	0	0	0	0	0	0

Region/Country for CDM projects (Total 2012 kCERs)	EE own generation	EE service	EE supply side	Fossil fuel switch	Fugitive	Geothermal	HFCs	Hydro	Landfill gas	N2O
Latin America	2821	0	6501	4520	2448	3795	22371	57117	108908	44200
Argentina	0	0	1006	0	0	0	8361	1332	17398	0
Bolivia	0	0	1716	0	0	0	0	1587	696	0
Brazil	2821	0	1420	2585	1945	0	0	24374	54104	37478
Chile	0	0	18	114	151	0	0	6102	14274	4386
Colombia	0	0	0	512	0	0	0	1381	4281	2336
Costa Rica	0	0	0	0	0	0	0	302	1449	0
Cuba	0	0	1968	0	0	0	0	0	1767	0
Dominican Republic	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ecuador	0	0	0	0	0	0	0	3081	485	0
El Salvador	0	0	0	0	0	1387	0	35	1231	0
Guatemala	0	0	0	0	0	443	0	4718	101	0
Guyana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Honduras	0	0	373	0	0	0	0	1311	0	0
Jamaica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mexico	0	0	0	0	352	0	14010	1068	9715	0
Nicaragua	0	0	0	0	0	1965	0	0	0	0
Panama	0	0	0	0	0	0	0	3863	0	0
Paraguay	0	0	0	0	0	0	0	50	0	0
Peru	0	0	0	1309	0	0	0	7913	2416	0
Uruguay	0	0	0	0	0	0	0	0	992	0

Region/Country for CDM projects (Total 2012 kCERs)	PFCs	Reforestation	Solar	Tidal	Transport	Wind	Total
Latin America	944	1548	0	0	3166	15748	381096
Argentina	542	0	0	0	0	302	30498
Bolivia	0	0	0	0	0	0	4170
Brazil	401	0	0	0	0	2321	170510
Chile	0	0	0	0	0	130	38875
Colombia	0	1515	0	0	3166	161	18620
Costa Rica	0	0	0	0	0	126	2288
Cuba	0	0	0	0	0	0	3735
Dominican Republic	0	0	0	0	0	1706	1706
Ecuador	0	0	0	0	0	17	5143
El Salvador	0	0	0	0	0	0	3947
Guatemala	0	0	0	0	0	0	5991
Guyana	0	0	0	0	0	0	572
Honduras	0	0	0	0	0	0	3440
Jamaica	0	0	0	0	0	456	1517
Mexico	0	0	0	0	0	9619	68426
Nicaragua	0	0	0	0	0	180	3677
Panama	0	0	0	0	0	731	4594
Paraguay	0	33	0	0	0	0	176
Peru	0	0	0	0	0	0	11876
Uruguay	0	0	0	0	0	0	1335

Region/Country for CDM projects (Total 2012 kCERs)	Afforestation	Agriculture	Biogas	Biomass energy	Cement	CO2 capture	Coal bed/mine methane	Energy distribution	EE households	EE industry
Asia & Pacific	19	1429	36516	121625	32785	0	108963	234	965	18997
Bangladesh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	294
Bhutan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cambodia	0	0	375	293	0	0	0	0	0	0
China	0	0	3509	26427	5918	0	108963	0	0	2487
Fiji	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
India	0	96	5799	64397	19599	0	0	234	709	15002
Indonesia	0	1065	3100	6586	3329	0	0	0	257	80
Lao PDR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19
Malaysia	0	0	5504	14522	3177	0	0	0	0	982
Mongolia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nepal	0	0	697	0	0	0	0	0	0	0
Pakistan	0	0	6926	0	0	0	0	0	0	0
Papua New Guinea	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Philippines	19	268	1541	3863	540	0	0	0	0	0
Singapore	0	0	0	81	0	0	0	0	0	0
South Korea	0	0	0	460	0	0	0	0	0	81
Sri Lanka	0	0	0	747	0	0	0	0	0	0
Thailand	0	0	8731	3756	222	0	0	0	0	0
Vietnam	0	0	335	493	0	0	0	0	0	52
Europe and Central Asia	0	377	345	0	594	0	0	0	206	0
Armenia	0	377	0	0	594	0	0	0	0	0
Azerbaijan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cyprus	0	0	345	0	0	0	0	0	0	0
Georgia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kyrgyzstan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Macedonia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Moldova	0	0	0	0	0	0	0	0	206	0
Tajikistan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Uzbekistan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Region/Country for CDM projects (Total 2012 KCERs)	EE own generation	EE service	EE supply side	Fossil fuel switch	Fugitive	Geothermal	HFCs	Hydro	Landfill gas	N2O
Asia & Pacific	234496	144	16105	161282	14224	7312	478838	293586	106392	191306
Bangladesh	0	0	0	0	0	0	0	0	1116	0
Bhutan	0	0	0	0	0	0	0	16110	0	0
Cambodia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
China	166397	0	4329	121102	0	0	386382	247960	31841	116406
Fiji	0	0	0	0	0	0	0	164	0	0
India	64381	144	11257	38737	4369	0	78457	21017	3446	0
Indonesia	176	0	241	659	2945	4275	0	1782	11968	414
Lao PDR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Malaysia	274	0	0	0	0	0	0	186	36039	0
Mongolia	0	0	83	0	0	0	0	302	0	0
Nepal	0	0	0	0	0	0	0	192	0	0
Pakistan	0	0	41	283	0	0	0	1259	0	6300
Papua New Guinea	0	0	0	0	0	1836	0	0	0	0
Philippines	309	0	0	0	0	1194	0	339	4867	0
Singapore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
South Korea	2491	0	152	502	0	7	14000	405	12831	67439
Sri Lanka	0	0	0	0	0	0	0	1632	0	0
Thailand	469	0	0	0	0	0	0	0	2753	746
Vietnam	0	0	0	0	6910	0	0	2237	1531	0
Europe and Central Asia	0	72	0	3612	0	0	0	2745	2458	5700
Armenia	0	0	0	0	0	0	0	248	681	0
Azerbaijan	0	0	0	3612	0	0	0	58	0	0
Cyprus	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Georgia	0	0	0	0	0	0	0	1171	286	0
Kyrgyzstan	0	0	0	0	0	0	0	0	513	0
Macedonia	0	0	0	0	0	0	0	962	0	0
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0
Moldova	0	72	0	0	0	0	0	0	639	0
Tajikistan	0	0	0	0	0	0	0	305	0	0
Uzbekistan	0	0	0	0	0	0	0	0	239	5700

Region/Country for CDM projects (Total 2012 kCERs)	PFCs	Reforestation	Solar	Tidal	Transport	Wind	Total
Asia & Pacific	0	1335	1895	1104	294	149740	1979584
Bangladesh	0	0	53	0	0	0	1464
Bhutan	0	0	0	0	0	0	16110
Cambodia	0	0	0	0	0	0	667
China	0	337	516	0	0	104205	1326777
Fiji	0	0	0	0	0	0	164
India	0	984	1280	0	288	41585	371780
Indonesia	0	0	25	0	0	0	36902
Lao PDR	0	0	0	0	0	0	19
Malaysia	0	0	0	0	0	0	60684
Mongolia	0	0	0	0	0	724	1109
Nepal	0	0	0	0	0	0	889
Pakistan	0	0	0	0	0	0	14810
Papua New Guinea	0	0	0	0	0	0	1836
Philippines	0	15	0	0	5	829	13789
Singapore	0	0	0	0	0	0	81
South Korea	0	0	21	1104	0	2397	101889
Sri Lanka	0	0	0	0	0	0	2378
Thailand	0	0	0	0	0	0	16678
Vietnam	0	0	0	0	0	0	11558
Europe and Central Asia	0	1493	0	0	0	355	17957
Armenia	0	0	0	0	0	0	1900
Azerbaijan	0	0	0	0	0	0	3671
Cyprus	0	0	0	0	0	355	700
Georgia	0	0	0	0	0	0	1457
Kyrgyzstan	0	0	0	0	0	0	513
Macedonia	0	0	0	0	0	0	962
Malta	0	0	0	0	0	0	100
Moldova	0	1493	0	0	0	0	2410
Tajikistan	0	0	0	0	0	0	305
Uzbekistan	0	0	0	0	0	0	5940

Region/Country for CDM projects (Total 2012 kCERs)	Afforestation	Agriculture	Biogas	Biomass energy	Cement	CO2 capture	Coal bed/mine methane	Energy distribution	EE households	EE industry
Sub-Sahara Africa	1696	0	735	4298	0	0	2146	0	48	380
Congo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Equatorial Guinea										
Ivory Coast	0	0	355	0	0	0	0	0	0	0
Kenya	0	0	0	551	0	0	0	0	0	0
Mali	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mauritius	0	0	0	1764	0	0	0	0	0	0
Mozambique	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nigeria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Senegal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
South Africa	0	0	380	1736	0	0	2146	0	48	380
Tanzania	1696	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Uganda	0	0	0	248	0	0	0	0	0	0
North Africa & Middle-East	0	56	1637	265	0	0	0	0	0	1176
Egypt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Israel	0	56	1637	265	0	0	0	0	0	50
Jordan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Morocco	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Qatar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tunisia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
United Arab Emirates	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1127
World	1808	44165	50496	164040	36757	0	114293	1053	1226	28662

Region/Country for CDM projects (Total 2012 kCERs)	Afforestation	Agriculture	Biogas	Biomass energy	Cement	CO2 capture	Coal bed/mine methane	Energy distribution	EE households	EE industry
Sub-Sahara Africa	1696	0	735	4298	0	0	2146	0	48	380
Congo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Equatorial Guinea										
Ivory Coast	0	0	355	0	0	0	0	0	0	0
Kenya	0	0	0	551	0	0	0	0	0	0
Mali	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mauritius	0	0	0	1764	0	0	0	0	0	0
Mozambique	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nigeria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Senegal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
South Africa	0	0	380	1736	0	0	2146	0	48	380
Tanzania	1696	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Uganda	0	0	0	248	0	0	0	0	0	0
North Africa & Middle-East	0	56	1637	265	0	0	0	0	0	1176
Egypt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Israel	0	56	1637	265	0	0	0	0	0	50
Jordan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Morocco	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Qatar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tunisia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
United Arab Emirates	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1127
World	1808	44165	50496	164040	36757	0	114293	1053	1226	28662

Region/Country for CDM projects (Total 2012 kCERs)	EE own generation	EE service	EE supply side	Fossil fuel switch	Fugitive	Geothermal	HFCs	Hydro	Landfill gas	N2O
Sub-Sahara Africa	2433	0	134	1088	27131	684	0	1891	12200	10134
Congo	0	0	0	0	2106	0	0	0	0	0
Equatorial Guinea										
Ivory Coast	0	0	0	0	0	0	0	0	5661	0
Kenya	0	0	134	0	0	684	0	1179	0	0
Mali	0	0	0	0	0	0	0	240	0	0
Mauritius	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mozambique	0	0	0	228	0	0	0	0	0	0
Nigeria	0	0	0	0	25026	0	0	0	0	0
Senegal	0	0	0	0	0	0	0	0	784	0
South Africa	2433	0	0	860	0	0	0	183	4642	10134
Tanzania	0	0	0	0	0	0	0	0	1112	0
Uganda	0	0	0	0	0	0	0	290	0	0
North Africa & Middle-East	1029	0	0	7985	13748	0	0	733	10652	10860
Egypt	437	0	0	2169	0	0	0	733	2707	6706
Israel	0	0	0	4046	0	0	0	0	3439	4153
Jordan	0	0	0	1770	0	0	0	0	0	0
Morocco	592	0	0	0	0	0	0	0	189	0
Qatar	0	0	0	0	13748	0	0	0	0	0
Tunisia	0	0	0	0	0	0	0	0	4125	0
United Arab Emirates	0	0	0	0	0	0	0	0	191	0
World	240779	216	22740	178487	57551	11791	501209	356071	240610	262200

Region/Country for CDM projects (Total 2012 kCERs)	PFCs	Reforestation	Solar	Tidal	Transport	Wind	Total
Sub-Sahara Africa	0	30	0	0	0	0	65028
Congo	0	0	0	0	0	0	2106
Equatorial Guinea							0
Ivory Coast	0	0	0	0	0	0	6016
Kenya	0	0	0	0	0	0	2548
Mali	0	0	0	0	0	0	240
Mauritius	0	0	0	0	0	0	1764
Mozambique	0	0	0	0	0	0	228
Nigeria	0	0	0	0	0	0	25026
Senegal	0	0	0	0	0	0	784
South Africa	0	0	0	0	0	0	22941
Tanzania	0	0	0	0	0	0	2808
Uganda	0	30	0	0	0	0	567
North Africa & Middle-East	0	0	227	0	0	2657	51025
Egypt	0	0	0	0	0	1305	14057
Israel	0	0	0	0	0	208	13854
Jordan	0	0	0	0	0	0	1770
Morocco	0	0	227	0	0	1144	2153
Qatar	0	0	0	0	0	0	13748
Tunisia	0	0	0	0	0	0	4125
United Arab Emirates	0	0	0	0	0	0	1318
World	944	4406	2122	1104	3460	168500	2494690

ANNEXE 7

**TABLEAU DES PROJETS CANADIENS ADMIS AU MÉCANISME POUR UN
DÉVELOPPEMENT PROPRE
Compilé à partir de CD4CDM 2008**

ID	Ref.	Title	Host country	Status	Type	ktCO2/yr	yrs.	Credit start	2012 ktCO2	2020 ktCO2	Credit buyer
CDM0206	893	Canabrava Landfill Gas Project	Brazil	Registered	Landfill gas	203	10	14-janv-07	1321	2029	Canada (Conestoga-Rovers), Japan (Natsource), United K. (Natsource)
CDM0478		Manaus Landfill Gas Project	Brazil	At validation	Landfill gas	903	10	01-sept-06	5236	9033	Canada, United K.
CDM0313	426	González Catán and Ensenada Landfill Gas Project.	Argentina	Registered	Landfill gas	770	10	10-août-06	5703	7698	Canada (Conestoga-Rovers), United K. (BGC International+IXIS)
CDM2916		Salta Landfill Gas Capture Project	Argentina	At Validation	Landfill gas	10	7	01-janv-08	48	125	Canada (IBRD)+Italy+Netherlands
CDM2112		Organic Waste Composting at Vichitbhan Plantation, Chumporn Province	Thailand	At Validation	Landfill gas	398	7	15-juin-07	2462	5389	Canada (Landfill Gas Canada)
CDM1646		Ejuara Melaka Composting project	Malaysia	At Validation	Landfill gas	617	7	01-août-07	3285	8280	Canada (Terra Bio Plus)
CDM1647		TBPC-LPMS Compost Project	Malaysia	At Validation	Landfill gas	617	7	01-août-07	3285	8280	Canada (Terra Bio Plus)
CDM1713		Organigro Compost Project	Malaysia	At Validation	Landfill gas	308	7	01-août-07	1659	4131	Canada (Landfill Gas Canada)
CDM1974		Taman Beringin Integrated Landfill Management Project, Kuala Lumpur, Malaysia	Malaysia	At Validation	Landfill gas	77	10	01-janv-07	462	770	Canada (PATGREEN Investments)
CDM1975		Batu Pahat Kampung Kelichap Integrated Landfill Management	Malaysia	At Validation	Landfill gas	8,3	10	01-avr-07	61	83	Canada (PATGREEN Investments)

CDM1976		Kuantan Jabor-Jerangau Integrated Landfill Management	Malaysia	At Validation	Landfill gas	27	10	01-juin-07	190	269	Canada (PATGREEN Investments)
CDM2142		Organic Waste Composting at Berkat Setia	Malaysia	At validation	Landfill gas	635	7	01-janv-08	3175	8260	Canada (Terra Bio Plus)
CDM2205		Organic Waste Composting at Sg. Ruku Oil Palm Plantation, Sabah	Malaysia	At Validation	Landfill gas	642	7	01-janv-08	3211	8353	Canada (Terra Bio Plus)
CDM2219		Organic Waste Composting at Beaufort Palm Oil Mill, Sabah	Malaysia	At Validation	Landfill gas	635	7	01-janv-08	3175	8260	Canada (Terra Bio Plus)
CDM2266		Organic Waste Composting at Felda Aring Palm Oil Mill	Malaysia	At Validation	Landfill gas	555	7	01-janv-08	2773	7214	Canada (Terra Bio Plus)
CDM2491		Organic Waste Composting at Felda Semenchu Palm Oil Mill, Kota Tinggi, Johor	Malaysia	At Validation	Landfill gas	189	10	01-janv-08	947	1895	Canada (Terra Bio Plus)
CDM2492		Organic Waste Composting at Felda Triang Palm Oil Mill, Triang, Pahang	Malaysia	At Validation	Landfill gas	275	10	01-janv-08	1376	2752	Canada (Terra Bio Plus)
CDM2493		Organic Waste Composting at Felda Kechau Palm Oil mill, Kuala Lipis, Pahang	Malaysia	At Validation	Landfill gas	255	10	01-janv-08	1277	2554	Canada (Terra Bio Plus)
CDM2595		Organic Waste Composting at Melewar Palm Oil Mill	Malaysia	At Validation	Landfill gas	351	10	01-janv-08	1755	3510	Canada (Landfill Gas Canada)

CDM2617		Organic Waste Composting at Asia Palm Oil Mill	Malaysia	At Validation	Landfill gas	271	10	01-janv-08	1357	2713	Canada (Landfill Gas Canada)
CDM2621		Organic Waste Composting at Takon Palm Oil Mill	Malaysia	At Validation	Landfill gas	208	10	01-janv-08	1038	2076	Canada (Landfill Gas Canada)
CDM2596		Organic Waste Composting at PTS Palm Oil Mill	Indonesia	At Validation	Landfill gas	243	10	01-janv-08	1215	2430	Canada (Landfill Gas Canada)
CDM2640		Organic Waste Composting at CKT Palm Oil Mill	Indonesia	At Validation	Landfill gas	218	7	01-janv-08	1088	2831	Canada (Landfill Gas Canada)
CDM2836		Organic Waste Composting at Nilo Palm Oil Mill	Indonesia	At Validation	Landfill gas	236	10	01-janv-08	973	2363	Canada (Terra Bio Plus)
CDM2885		Organic Waste Composting at Terra Indo Fertilizers JV	Indonesia	At Validation	Landfill gas	202	10	01-oct-08	858	2020	Canada (Terra Bio Plus)
CDM2886		Organic Waste Composting at Terra-GMP Composting Plant	Indonesia	At Validation	Landfill gas	297	10	01-oct-08	1262	2970	Canada (Terra Bio Plus)
CDM0166	167	Landfill Gas to Energy Facility at the Nejapa Landfill Site	El Salvador	Registered	Landfill gas	184	7	01-juin-06	1231	2681	Canada (Biothermica Énergie), Luxembourg (Luxembourg MoE)
CDM1473		Organic Waste Composting at Jianping County, Chaoyang City, Liaoning Province	China	At Validation	Landfill gas	262	7	01-avr-07	1463	3608	Canada (Landfill Gas Canada)
CDM1121	918	Energas Varadero Conversion from Open Cycle to Combined Cycle Project	Cuba	Registered	EE supply side	342	7	01-avr-07	1968	4710	Canada (Sherritt International)

CDM1440		Liaoyuan Jingang Cement Waste Heat Recovery as Power Project	China	At Validation	EE own generation	79	7	01-févr-07	466	1095	Canada (Canada Carbon Credit Trade)
CDM1531		Zhonglian Julong Cement Waste Heat Recovery as Power Project	China	At Validation	EE own generation	58	7	01-juin-07	405	787	Canada (Canada Carbon Credit Trade)
CDM0472	306	Project for HFC23 Decomposition at Changshu 3F Zhonghao New Chemical Materials Co. Ltd.	China	Registered	HFCs	10437	7	22-déc-06	69585	146493	Canada, Denmark, Finland, Italy, Japan, Netherlands, Norway, Spain, Sweden, Germany
CDM1305	###	N2O decomposition project of Henan Shenma Nylon Chemical Co., Ltd	China	Registered	N2O	4047	7	12-juil-07	22082	54556	Canada (Natsource)
CDM1524	###	N2O decomposition project of PetroChina Company Limited Liaoyang Petrochemical Company	China	Registered	N2O	10017	7	01-janv-08	50086	130306	United K. (Goldman Sachs), Canada (Natsource)
CDM0418	606	El Canadá Hydroelectric Project	Guatemala	Registered	Hydro	119	7	23-nov-03	1089	2029	Canada, Netherlands (IBRD)
CDM2187		Mujianghe and Hediping 8.87 MW Bundled Small Hydropower Project in Hunan Province	China	At Validation	Hydro	20	7	31-déc-07	99	257	Canada (Natsource)

CDM2189		Dazijing, Jiulongba and Huanghuayuan 9.33 MW Bundled Small Hydropower Project in Hunan Province	China	At Validation	Hydro	20	7	31-déc-07	98	255	Canada (Natsource)
CDM2194		Niutoujiang 9.475 MW Bundled Small Hydropower Project in Hunan Province	China	At Validation	Hydro	21	7	01-juil-07	115	282	Canada (Natsource)
CDM2196		Zhulongmen 12.06MW Bundled Small Hydropower Project in Hunan Province	China	At Validation	Hydro	28	7	01-janv-08	138	360	Canada (Natsource)
CDM2204		Shangdong, Xiadong and Xinfeng 14.24 MW Bundled Small Hydropower Project in Hunan Province	China	At Validation	Hydro	36	7	31-déc-07	182	473	Canada (Natsource)
CDM2639		Calofic Biomass Steam Plant in Can Tho	Vietnam	At Validation	Biomass energy	95	10	01-nov-07	493	955	Canada (Landfill Gas Canada)
CDM0595	395	LDEO Biomass Steam and Power Plant in Malaysia	Malaysia	Registered	Biomass energy	218	7	10-juin-06	1524	3172	Canada (Landfill Gas Canada), Germany (Felix Schoeller)
CDM0646	402	SEO Biomass Steam and Power Plant in Malaysia	Malaysia	Registered	Biomass energy	217	7	10-juin-06	1635	3159	Canada (Landfill Gas Canada)
CDM0786	501	Bentong Biomass Energy Plant in Malaysia	Malaysia	Registered	Biomass energy	381	7	01-juin-07	2214	5179	Canada (Landfill Gas Canada)

CDM0794	502	ENCO Biomass Energy Plant in Malaysia	Malaysia	Registered	Biomass energy	70	7	01-sept-06	439	1009	Canada (Landfill Gas Canada)
CDM0788	503	Johor Bundled Biomass Steam Plant in Malaysia	Malaysia	Registered	Biomass energy	131	7	01-oct-06	816	1861	Canada (Landfill Gas Canada)
CDM2499		Leluasa Biomass Steam Plant in Lahad Datu , Sabah	Malaysia	At Validation	Biomass energy	31	10	01-oct-07	162	308	Canada (Landfill Gas Canada)
CDM2088		Mandau Biomass Power Plant	Indonesia	At validation	Biomass energy	33	7	01-aou07	180	440	Canada (Landfill Gas Canada)
CDM0032	31	Methane capture and combustion from swine manure treatment for Corneche and Los Guindos	Chile	Registered	Agriculture	84	7	01-mai-02	953	1571	Japan (Tokyo Electric), Canada (TransAlta), United K. (Alimentos Euroagro)
CDM0030	32	Methane capture and combustion from swine manure treatment for Peralillo (NM22)	Chile	Registered	Agriculture	79	7	01-janv-01	735	1578	Japan (Tokyo Electric), Canada (TransAlta), United K. (Alimentos Euroagro)
CDM0031	33	Methane capture and combustion from swine manure treatment for Pocillas and La Estrella	Chile	Registered	Agriculture	247	7	01-janv-03	2265	4456	Japan (Tokyo Electric), Canada (TransAlta), United K. (Alimentos Euroagro)
CDM0057	108	Granja Becker GHG mitigation project (NM34)	Brazil	Registered	Agriculture	5,1	10	01-juil-04	43	51	United K., Canada (AgCert)
CDM2501		Laguna de Bay Community Watershed Rehabilitation Project -1	Philippines	At Validation	Reforestation	2,8	20	15-sept-07	15	37	Canada (IBRD)

CDM3008		Laguna de Bay Community Watershed Rehabilitation Project -2	Philippines	At Validation	Afforestation	4	20	01-juil-08	19	53	Canada (IBRD)
CDM1212	834	Egyptian brick factory GHG reduction Project	Egypt	Correction request	Fossil fuel switch	455	10	01-janv-08	2061	4553	Canada (Pinchin Environmental), Netherlands