



**Les instruments  
économiques au service de  
la réduction à long terme  
des émissions de carbone  
d'origine énergétique**

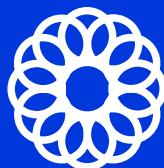


Table ronde nationale  
sur l'environnement  
et l'économie

National Round Table  
on the Environment  
and the Economy

© Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie, 2005

Tous droits réservés. Aucune partie de ce document couverte par les droits d'auteur ne peut être reproduite ou utilisée sous quelque forme que ce soit : graphique, électronique, mécanique (y compris photocopie), enregistrement, collage, système d'accès électronique, sans avoir obtenu au préalable la permission écrite de l'éditeur.

Catalogage avant publication de Bibliothèque et Archives Canada

L'état du débat sur l'environnement et l'économie : les instruments économiques au service de la réduction à long terme des émissions de carbone d'origine énergétique.

Rapport et recommandations de la Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie.

Comprend des références bibliographiques.

ISBN 1-894737-33-4

1. Gaz carbonique--Réduction--Aspect économique--Canada. 2. Gaz carbonique--Réduction--Politique gouvernementale--Canada. 3. Politique fiscale--Canada. 4. Énergies renouvelables--Politique gouvernementale--Canada. I. Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie (Canada)

HC120.E5S83314 2005

363.738'746'0971

C2005-903923-X

Publ. aussi en anglais sous le titre: The state of the debate on the environment and the economy : economic instruments for long-term reductions in energy-based carbon emissions.

Ce livre est imprimé sur papier répondant au Choix environnemental (20 % de fibre postconsommation, encre végétale).


Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie  
344, rue Slater, bureau 200  
Ottawa (Ontario)  
Canada K1R 7Y3  
Tél. : (613) 992-7189  
Télééc. : (613) 992-7385  
Courriel : admin@nrtee-trnee.ca  
Internet : www.nrtee-trnee.ca

D'autres publications disponibles dans la série L'État du débat sur l'environnement et l'économie de la Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie :

1. L'État du débat sur l'environnement et l'économie : Les services des eaux et des eaux usées au Canada
2. L'État du débat sur l'environnement et l'économie : La gestion des boisés privés des Maritimes
3. L'État du débat sur l'environnement et l'économie : La voie du développement durable des transports au Canada
4. L'État du débat sur l'environnement et l'économie : Les terrains abandonnés au Canada—Retour au vert
5. L'État du débat sur l'environnement et l'économie : La gestion des substances potentiellement toxiques au Canada
6. L'État du débat sur l'environnement et l'économie : Les collectivités autochtones et le développement des ressources non renouvelables
7. L'État du débat sur l'environnement et l'économie : Indicateurs d'environnement et de développement durable pour le Canada
8. L'État du débat sur l'environnement et l'économie : La qualité de l'environnement dans les villes canadiennes : le rôle du gouvernement fédéral
9. L'État du débat sur l'environnement et l'économie : Préserver le capital naturel du Canada : une vision pour la conservation de la nature au XXI<sup>e</sup> siècle

All publications of the National Round Table on the Environment and the Economy are also available in English.

Pour commander :  
Éditions Renouf Ltée  
5369, chemin Canotek, #1  
Ottawa (Ontario) K1J 9J3  
Tél. : (613) 745-2665  
Télééc. : (613) 745-7660  
Internet : [www.renoufbooks.com](http://www.renoufbooks.com)  
Courriel : [order.dept@renoufbooks.com](mailto:order.dept@renoufbooks.com)  
Prix : 19,98 \$ plus frais d'expédition et taxes



**Les instruments économiques  
au service de la réduction à  
long terme des émissions de  
carbone d'origine énergétique**

# MANDAT

## Qui sommes-nous?

---

La Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie (TRNEE) se consacre à l'exploration de nouvelles occasions d'intégrer la conservation de l'environnement et le développement économique en vue d'assurer la prospérité et l'avenir du Canada.

Forts des connaissances et de l'expérience de nos membres, nous avons la mission de générer et de promouvoir des façons innovatrices de faire avancer ensemble les intérêts environnementaux et économiques du Canada plutôt qu'isolément. À ce titre, elle examine les répercussions environnementales et économiques d'enjeux prioritaires et formule des conseils sur la meilleure façon de concilier des intérêts bien souvent opposés en matière de prospérité économique et de préservation environnementale.

La TRNEE a été établie en 1994 à titre d'organisme consultatif indépendant et comptable aux gouvernements et au grand public canadien. Nommés par le premier ministre, les membres de la TRNEE sont des leaders reconnus du milieu des affaires, des syndicats, des universités, des organismes environnementaux, des collectivités autochtones et des municipalités.

## Notre mode de fonctionnement

---

Notre constitution en table ronde favorise grandement les échanges d'idées. En offrant à ses membres une tribune privilégiée, la TRNEE participe à la conciliation de positions traditionnellement opposées.

La TRNEE est également le siège de la formation de coalitions puisqu'elle sollicite la participation d'organismes dont les points de vue sur le développement durable se rapprochent des siens. Nous croyons fermement que l'affiliation à des partenaires qui partagent nos opinions ne peut que favoriser la créativité et ouvrir la voie au succès.

Enfin, la TRNEE se fait le défenseur des changements positifs et sensibilise les Canadiens et leurs gouvernements aux défis du développement durable et à la promotion de solutions viables.

Grâce aux efforts de notre secrétariat, nous pouvons commander et analyser les recherches dont nos membres ont besoin dans l'exécution de leurs tâches. Le secrétariat fournit également un appui administratif aux membres et participe aux activités de promotion et de communication de la TRNEE.

Les rapports de la nouvelle série de la TRNEE « l'État du débat » présentent une synthèse des résultats des consultations menées auprès des intervenants sur les débouchés qui pourraient s'offrir au développement durable. Ils présentent également de manière sommaire l'ampleur du consensus et les motifs de divergence. Ils étudient en outre les conséquences de l'action ou de l'inaction, et préconisent des mesures précises que certains intervenants peuvent prendre pour promouvoir le développement durable.

# MEMBRES DE LA TABLE RONDE NATIONALE SUR L'ENVIRONNEMENT ET L'ÉCONOMIE\*

## PRÉSIDENT

**Harvey L. Mead**  
Sainte-Foy (Québec)

## VICE-PRÉSIDENTE

**Patricia McCunn-Miller**  
Calgary (Alberta)

## VICE-PRÉSIDENT

**Ken Ogilvie**  
Directeur général  
Pollution Probe Foundation  
Toronto (Ontario)

**Harinder P. S. Ahluwalia**  
Président-Directeur général  
Systèmes Info-Électroniques Inc.  
Dollard-des-Ormeaux (Québec)

**Edwin Aquilina**  
Conseiller spécial auprès du maire  
de la Ville d'Ottawa  
Ottawa (Ontario)

**Louis Archambault**  
Président-Directeur général  
Groupe-conseil Entraco Inc.  
North Hatley (Québec)

**Jean Bélanger**  
Ottawa (Ontario)

**David V.J. Bell**  
Professeur émérite chercheur principal  
et ancien doyen  
Faculté d'études environnementales  
l'Université York  
Toronto (Ontario)

## **Katherine M. Bergman**

Doyenne, faculté des sciences  
Université de Regina  
Regina (Saskatchewan)

## **William J. Borland**

Directeur  
Affaires environnementales  
JD Irving Limited  
Saint John (Nouveau-Brunswick)

## **Wendy L. Carter**

Vancouver (Colombie-Britannique)

## **Douglas B. Deacon**

Propriétaire,  
Trailside Café and Adventures  
Mount Stewart (Île-du-Prince-Édouard)

## **L'honorable Michael Harcourt**

Président  
Comité consultatif externe  
sur les villes et les collectivités  
Bureau du conseil privé – région Pacifique  
Vancouver (Colombie-Britannique)

## **Linda Louella Inkpen**

St. Phillips (Terre-Neuve-et-Labrador)

## **Diane Frances Malley**

Présidente  
PDK Projects Inc.  
Nanaimo (Colombie-Britannique)

## **Cristina Marques**

Co-propriétaire et promotrice de constructions  
Dreamcoast Homes  
Toronto (Ontario)

\* La liste reflète la composition de la TRNEE au moment de l'approbation du rapport.

**Patrice Merrin Best**

Présidente-directrice générale  
Luscar Ltd.  
Edmonton (Alberta)

**Alfred Pilon**

Secrétaire général  
Office franco-québécois pour la jeunesse  
Montréal (Québec)

**Qussai Samak**

Conseiller syndical  
Confédération des syndicats nationaux  
Montréal (Québec)

**Keith Stoodley**

Vice-président  
OceanTalk  
St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador)

**John Wiebe**

Président-Directeur général  
GLOBE Foundation of Canada  
Vancouver (Colombie-Britannique)

**Judy Williams**

Associée,  
MacKenzie Fujisawa  
Vancouver (Colombie-Britannique)

**Eugene Nyberg**

Président et premier dirigeant par intérim  
TRNEE  
Ottawa (Ontario)

# TABLE DES MATIÈRES

<b>Mandat</b> .....	iii
<b>Membres de la Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie</b> .....	v
<b>Avant propos</b> .....	ix
<b>Écologisation de la fiscalité et énergie membres du groupe de travail</b> .....	xi
<b>Introduction au programme EF et énergie</b> .....	1
<b>Partie 1 : Constatations générales et recommandations</b> .....	7
<b>1. GÉNÉRALITÉS</b> .....	9
1.1 <i>Objectif du rapport</i> .....	9
1.2 <i>Écologisation de la fiscalité</i> .....	9
<b>2. CONTEXTE : LA NOUVELLE ÉCONOMIE DE L'ÉNERGIE — UNE PERSPECTIVE POUR LE CANADA</b> .....	13
2.1 <i>Tendances énergétiques globales</i> .....	13
2.2 <i>Perspective pour le Canada</i> .....	14
<b>3. CONTEXTE : MAXIMISER LES AVANTAGES D'ENSEMBLE POUR LA SOCIÉTÉ — UNE RÉDUCTION À LONG TERME DES ÉMISSIONS DE CARBONE DANS UN CADRE STRATÉGIQUE INTÉGRÉ</b> .....	17
3.1 <i>Avantages communs : neuf raisons justifiant un cadre stratégique intégré</i> .....	17
3.2 <i>Raisons pour lesquelles la réduction à long terme des émissions de carbone ne saurait être un objectif implicite ou secondaire</i> .....	22
<b>4. LES INSTRUMENTS ÉCONOMIQUES VISANT LA RÉDUCTION À LONG TERME DES ÉMISSIONS DE CARBONE ET L'ÉVOLUTION DES TECHNOLOGIES</b> .....	23
4.1 <i>Instruments économiques et Plan du Canada sur les changements climatiques</i> .....	23
4.2 <i>Effets macroéconomiques d'une politique fiscale visant à promouvoir la réduction à long terme des émissions de carbone</i> .....	24
4.3 <i>Constatations générales : le recours aux instruments économiques pour favoriser la réduction à long terme des émissions de carbone et l'évolution des technologies</i> .....	27
4.4 <i>Application de mesures ciblées</i> .....	30
4.5 <i>Mesures de transition</i> .....	32
<b>5. STRATÉGIE COORDONNÉE DE RÉDUCTION À LONG TERME DES ÉMISSIONS DE CARBONE</b> .....	33
5.1 <i>Vers une stratégie coordonnée de transition technologique : mise en œuvre par étapes et facteurs à prendre en compte</i> .....	34
<b>6. LEÇONS : L'EXPÉRIENCE D'ÉVALUATION DES INSTRUMENTS FISCAUX</b> .....	37
6.1 <i>Fiabilité et exhaustivité des données</i> .....	37
6.2 <i>Sensibilité</i> .....	37
6.3 <i>Filières technologiques</i> .....	38
6.4 <i>Examen du futur, à moyen et à long termes : incertitudes et inconnues</i> .....	38

6.5 Contexte des marchés.....	38
6.6 Autres enjeux .....	39
<b>7. RÉSUMÉ DES CONSTATATIONS .....</b>	<b>41</b>
<b>Partie 2 : Résultats particuliers aux études de cas.....</b>	<b>43</b>
<b>8. CHAMP D'APPLICATION DES ÉTUDES DE CAS, LIMITES ET MÉTHODOLOGIES .....</b>	<b>45</b>
8.1 Vue d'ensemble des méthodologies utilisées dans les études de cas .....	46
<b>9. RÉSULTATS SPÉCIFIQUES : EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DANS LE SECTEUR INDUSTRIEL.....</b>	<b>53</b>
9.1 État de l'efficacité énergétique dans le secteur industriel .....	53
9.2 État de l'efficacité énergétique du secteur industriel d'ici à 2030 en supposant un scénario de maintien du statu quo .....	54
9.3 Scénarios de l'efficacité énergétique dans le secteur industriel d'ici à 2030 en supposant une intervention gouvernementale .....	55
9.4 Effets macroéconomiques : Étude de cas sur l'efficacité énergétique .....	56
9.5 Implications stratégiques : efficacité énergétique du secteur industriel .....	56
<b>10. RÉSULTATS PARTICULIERS : LES TECHNOLOGIES DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE .....</b>	<b>61</b>
10.1 État du secteur émergent de l'électricité renouvelable .....	61
10.2 État du secteur émergent de l'électricité renouvelable jusqu'en 2030 en supposant un scénario de maintien du statu quo .....	62
10.3 État du secteur émergent de l'électricité renouvelable jusqu'en 2030 en supposant une intervention gouvernementale .....	63
10.4 Effets macroéconomiques : Étude de cas sur les technologies émergentes de l'énergie renouvelable (TER).....	66
10.5 Incidences sur le plan des politiques : technologies émergentes de l'énergie renouvelable.....	67
<b>11. RÉSULTATS PARTICULIERS : ÉNERGIE À BASE D'HYDROGÈNE .....</b>	<b>71</b>
11.1 État du secteur de l'énergie à base d'hydrogène .....	72
11.2 État du secteur de l'énergie à base d'hydrogène jusqu'en 2030 en supposant un scénario de maintien du statu quo .....	72
11.3 État du secteur de l'énergie à base d'hydrogène jusqu'en 2030 en supposant une intervention gouvernementale .....	72
11.4 Effet macroéconomique : l'étude de cas sur l'hydrogène .....	74
11.5 Incidences sur le plan de la politique : l'énergie à base d'hydrogène .....	75
<b>12. EFFETS MACROÉCONOMIQUES DES MESURES PROPOSÉES .....</b>	<b>79</b>
<b>13. SÉRIE À L'APPUI D'INSTRUMENTS ÉCONOMIQUES COORDONNÉS .....</b>	<b>81</b>
<b>14. RÉSUMÉ DES RECOMMANDATIONS, PARTIE II .....</b>	<b>83</b>
Efficacité énergétique dans le secteur industriel .....	83
Technologies émergentes de l'énergie renouvelable reliées au réseau électrique .....	83
Étude de cas sur l'hydrogène .....	84
Série coordonnée d'instruments économiques d'appui .....	84
<b>Annexes .....</b>	<b>85</b>
<b>A. SOMMAIRE : ÉTUDE DE CAS SUR L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE .....</b>	<b>87</b>
<b>B. SOMMAIRE : ÉTUDE DE CAS SUR LES TECHNOLOGIES DE L'ÉNERGIE         RENOUVELABLE BRANCHÉES AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE.....</b>	<b>99</b>
<b>C. SOMMAIRE : ÉTUDE DE CAS SUR LES TECHNOLOGIES DE L'HYDROGÈNE .....</b>	<b>119</b>
<b>D. BIBLIOGRAPHIE CHOISIE.....</b>	<b>123</b>
<b>E. PARTICIPANTS AU PROGRAMME .....</b>	<b>125</b>
<b>F. NOTES .....</b>	<b>133</b>



## AVANT PROPOS

Ce rapport de la série *l'État du débat* marque la conclusion du programme Écologisation de la fiscalité (EF) et énergie (ci-après « programme EF et énergie ») de la Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie (TRNEE). À l'instar des autres rapports de la série *l'État du débat* de la TRNEE, il décrit les résultats des travaux de recherche et explique les recommandations finales qui découlent des consultations avec les intervenants.

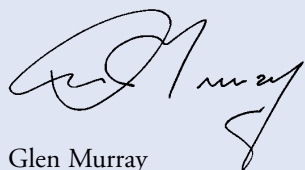
Le programme EF et énergie constitue le deuxième volet du programme Écologisation de la fiscalité (ci-après « programme EF ») de la TRNEE. Alors que le premier volet explorait le potentiel général des instruments économiques à faire progresser le développement durable — en examinant les mesures d'écologisation de la fiscalité (ci-après l'EF) en Europe, aux États-Unis et au Canada, ainsi que le recours à l'EF dans des secteurs particuliers de l'économie —, le second volet était centré sur le recours aux instruments économiques afin d'obtenir une réduction à long terme des émissions de gaz à effet de serre, en particulier les émissions de carbone.

Le premier volet du programme d'EF a été lancé en l'an 2000 et s'est conclu par la publication en 2002 du rapport *Vers un programme canadien d'écologisation de la fiscalité : les premiers pas*. Les travaux réalisés dans le cadre du second volet, soit le programme EF et énergie, ont commencé peu après, au début de l'année 2003.

La TRNEE poursuivra ses travaux sur le sujet plus large du changement climatique et de l'énergie. En effet, le 16 février 2005, le premier ministre Paul Martin a mandaté la TRNEE « de fournir des avis et des recommandations pour l'élaboration d'une stratégie à long terme sur l'énergie et le changement climatique pour le Canada ».

De même, dans le budget fédéral de 2005, la TRNEE a été invitée à concevoir des options au sujet d'une mesure de taxation avec remise pour les véhicules, à mener des consultations et à formuler des recommandations au gouvernement sur ce point avant le prochain budget fédéral. Cette requête renvoie aux compétences éprouvées de la TRNEE en matière d'utilisation des instruments économiques et fiscaux en vue de remplir des objectifs environnementaux.

*Le président,*



Glen Murray

# ÉCOLOGISATION DE LA FISCALITÉ ET ÉNERGIE MEMBRES DU GROUPE DE TRAVAIL

Remarque : comme ce programme s'est déroulé sur plusieurs années, certains participants peuvent avoir changé de titre ou d'organisation durant cette période.

***Bélanger, Jean***

(Membre de la TRNEE) Président,  
Programme EF et énergie, TRNEE  
Ottawa, Ont.

***Archambault, Louis***

(Membre de la TRNEE) Président-Directeur général  
Groupe-conseil Entraco Inc.  
Montréal, Qué.

***Beausoleil, Jerry***

Directeur général,  
Direction générale de la politique stratégique  
Industrie Canada  
Ottawa, Ont.  
(A démissionné en mai 2004)

***Bergman, Katherine M.***

(Membre de la TRNEE)  
Doyenne, faculté des sciences  
Université de Regina  
Regina, Sask.

***Dillon, John***

Vice-président, Conseiller juridique et  
conseiller en politiques  
Conseil canadien des chefs d'entreprises  
Ottawa, Ont.

***Favreau, Gilles***

Chargé d'équipe Enjeux réglementaires  
Hydro-Québec  
Québec, Qué.  
(A démissionné en juillet 2004)

***Gagnon, Luc***

Conseiller principal, Changement climatique  
Hydro-Québec  
Québec, Qué.

***Hornung, Robert***

Directeur des politiques  
Pembina Institute for Appropriate Development  
Ottawa, Ont.  
(A démissionné en avril 2003)

***Inkpen, Linda L.***

(Membre de la TRNEE) Docteur en médecine  
St. Phillips, T.-N.

***Leblanc, Alfred***

Directeur général  
Direction générale de la politique stratégique  
Industrie Canada  
Ottawa, Ont.

***McClellan, Stephen***

Directeur général,  
Direction générale des affaires économiques  
Environnement Canada  
Ottawa, Ont.

***McCuaig-Johnston, Margaret***

Directrice générale, DEFS –  
Bureau du sous-ministre adjoint  
Finances Canada  
Ottawa, Ont.

***McGuinty, David J.***

Président-directeur général  
TRNEE  
Ottawa, Ont.  
(A démissionné en janvier 2004)

***Mead, Harvey L.***

(Membre de la TRNEE) Président, TRNEE  
Québec, Qué.

***Minns, David E.***

Conseiller spécial, Technologies du  
développement durable  
Conseil national de recherches Canada  
Ottawa, Ont.

***Nyberg, Eugene***

Président et premier dirigeant par intérim  
TRNEE  
Ottawa, Ont.

***Odenbach-Sutton, Phyllis***

Directrice, Division de l'analyse économique et fiscale  
Direction de la politique énergétique  
Ressources Naturelles Canada  
Ottawa, Ont.

***Olewiler, Nancy***

Professeure, Faculté d'économie  
Université Simon Fraser  
Burnaby, C.-B.

***Pattenden, Mary***

Directrice du programme sur le changement climatique  
Pollution Probe  
Toronto, Ont.

***Robinson, Gregor***

Directeur  
Direction de la Conservation de l'énergie, de l'efficacité  
énergétique et des énergies renouvelables  
Ministère de l'Énergie de l'Ontario  
Toronto, Ont.

***Samak, Qussai***

(Membre de la TRNEE) Conseiller syndical  
Confédération des syndicats nationaux  
Montréal, Qué.

***Siegmund, Monika***

Conseiller principal en taxation  
Shell Canada limitée  
Calgary, Alb.

***Wiebe, John***

(Membre de la TRNEE) Président-Directeur général  
GLOBE Foundation of Canada  
Vancouver, C.-B.

***Personnel :***

---

***Wood, Alexander***

Conseiller principale en politiques

***Aplevich, Claire***

Associé à la recherche

***Long, Alex***

Associé à la recherche

***Johnston, Denise***

Adjointe administrative

***Conseillers :***

---

***Cairns, Stephanie***

Consultante/Rédactrice

***Watters, David B.***

Consultant



# Introduction

au programme EF  
et énergie

Les préoccupations liées au changement climatique figureront clairement parmi les nombreux facteurs présidant à une stratégie cohérente de l'énergie. Le véritable débat se situe autour de l'importance qu'il convient d'accorder aux questions liées au changement climatique dans une politique énergétique, et des outils à utiliser pour les intégrer à celle-ci. Afin de mieux saisir cette question capitale, la Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie (TRNEE) a étudié un scénario dans lequel les instruments économiques constituent des outils clés de promotion de la réduction à long terme des émissions de carbone. L'hypothèse appliquée au programme Écologisation de la fiscalité (EF) et énergie (ci-après « programme EF et énergie ») est que la réduction à long terme des émissions de carbone d'origine énergétique sera l'une des principales priorités qui contribueront à façonner une stratégie de l'énergie.

Le programme EF et énergie « vise à élaborer et à promouvoir des politiques fiscales qui réduisent uniformément et systématiquement les émissions de carbone produites par l'énergie au Canada, à la fois en chiffres absolus et en pourcentage du produit intérieur brut, sans augmenter les autres polluants ». Cet objectif a une double justification :

1 la politique fiscale\* est l'un des moyens les plus puissants dont dispose le gouvernement pour agir sur les résultats dans l'économie, mais on ne l'utilise habituellement pas de façon uniforme et stratégique pour promouvoir des objectifs qui ont des retombées simultanées sur l'économie et l'environnement;

2 les enjeux connexes que constitue le changement climatique et l'énergie présentent des possibilités et des défis importants pour le Canada, et la politique fiscale — pourvu qu'elle soit utilisée d'une manière cohérente et stratégique — devrait constituer un élément clé (mais sous-utilisée)<sup>1</sup> de la réponse du gouvernement. Bien que les impôts et les crédits d'impôt aient parfois été utilisés pour appuyer la production d'énergie éolienne ou la promotion de la consommation d'éthanol comme carburant de transport de rechange, les efforts ont été sporadiques.

Le programme a examiné le rôle que les instruments économiques peuvent jouer pour appuyer les technologies présentant un potentiel en matière de réduction des émissions de carbone d'origine énergétique sur les plans demande et offre de l'équation énergétique, et qui en sont à trois étapes différentes de leur mise en valeur : les *technologies éprouvées*, grâce à l'étude de cas sur l'efficacité énergétique dans l'industrie; les *technologies émergentes*, par une étude de cas sur les technologies de l'énergie renouvelable (TER) qui en sont aux stades allant de la démonstration à la commercialisation immédiate et les *nouvelles technologies à plus long terme*, grâce à une étude de cas sur les technologies de l'énergie à base d'hydrogène. Le choix des études de cas particulières ne signifie pas qu'on attribue aux technologies qu'elles visent une prépondérance quelconque : ces dernières sont considérées comme faisant partie d'une vaste combinaison de sources d'approvisionnement et de secteurs de la demande, à l'heure actuelle et dans l'avenir, aux côtés d'autres sources d'énergie à faible intensité carbonique et technologies d'atténuation tout aussi importantes, ainsi que les carburants carbonés.

\* La politique fiscale fait référence aux politiques du gouvernement sur l'imposition et les dépenses.

Il convient de noter que les résultats et les recommandations de ce programme qui sont présentés dans le présent rapport sont fondés non seulement sur l'analyse précise qui a été réalisée dans le cadre des études de cas (et sur les leçons générales qui en ont été tirées sur l'utilisation des instruments économiques), mais aussi sur les consultations qui ont été menées dans le cadre du programme.

L'enquête a débuté par trois questions :

- Quel rôle peuvent jouer les instruments économiques dans la réduction des émissions de carbone d'origine énergétique au Canada au cours du prochain quart de siècle?
- Quelles contraintes définiront la conception et l'application de ces instruments?
- Comment amorcer une transition coordonnée vers un système énergétique qui produise moins d'émissions de carbone?

L'analyse a porté sur 25 ans parce que nous étions convaincus que le fait de concentrer uniquement les efforts sur l'échéancier du Protocole de Kyoto ne laissait pas suffisamment de temps à la mise au point et à la mise en œuvre optimales et ordonnées des stratégies d'atténuation et d'ajustement. En adoptant un tel horizon, la TRNEE ne suggère aucunement que le Canada doive ignorer ses engagements actuels en vertu du Protocole de Kyoto. Elle reconnaît plutôt que la mise au point et la mise en œuvre de nouvelles technologies peuvent prendre des décennies : le système énergétique est complexe et il implique une myriade de décideurs; il est aussi hautement capitaliste et son évolution sera d'autant plus facile qu'elle suivra le rythme du déclasserment des immobilisations ayant une longue durée de vie<sup>2</sup>. Les recherches ont montré que le coût inhérent à l'amélioration de l'environnement peut être sensible au facteur temps — les politiques alignant le rythme du changement technologique sur le ratio de rotation des parcs d'immobilisations réduiront les coûts inhérents d'observation<sup>3</sup>. Comme les ratios de rotation varient selon le secteur ou la technologie, les améliorations à l'environnement doivent être envisagées dans le cadre d'un programme à long terme.

Les décisions d'investissement qui sont prises aujourd'hui relativement aux parcs d'immobilisation peuvent durer plusieurs décennies. Une politique sur le changement climatique se doit d'être dotée d'une vision claire et à long terme pour éviter que de nouvelles immobilisations ayant une très longue durée de vie et inefficaces sur le plan du carbone, continuent à être installées, compliquant de ce fait les futurs efforts d'atténuation. L'horizon, à long terme, envisagé par la TRNEE permet de tenir

compte des changements fondamentaux dans le système énergétique. Il fait écho au conseil prodigué par des organismes comme le Comité consultatif sur les sciences et la technologie énergétiques de Ressources naturelles Canada (RNCan) qu'« afin d'encourager les efforts soutenus et durables indispensables pour contrer la menace que représente le changement climatique, il faut réagir sur les deux fronts : réduire les émissions et lutter contre les effets du changement climatique. Il faudra envisager un horizon plus étendu, soit jusqu'en 2015-2050, voire plus loin, et englober des politiques stables et durables »<sup>4</sup>.

Le rapport est divisé en deux parties et contient des annexes :

- La partie 1 traite de thèmes de haut niveau et fait état de constatations et de recommandations d'ordre général. La section 1 offre des renseignements généraux sur l'objectif et le contexte du rapport ainsi que sur l'EF. La section 2 souligne les possibilités uniques du Canada dans une économie de l'énergie mondiale en émergence et plus sensible à l'environnement, et la section 3 décrit les liens qui existent entre une stratégie de réduction à long terme des émissions de carbone d'origine énergétique et les autres priorités de la société canadienne. La section 4 examine les résultats généraux concernant l'utilisation des instruments économiques aux fins de réduction des émissions de carbone et donne un aperçu de ce que l'on connaît sur les effets macroéconomiques des politiques fiscales visant la réduction des émissions de carbone qui ont été décrits par d'autres études. La section 5 propose une stratégie générique de coordination des technologies éprouvées, en émergence et à plus long terme dans un cadre volontaire de réduction des émissions de carbone. La section 6 énumère les leçons générales (en matière de méthodologie, données etc.) qui ont été tirées de l'évaluation des instruments économiques.
- La partie 2 établit une synthèse des résultats, des effets macroéconomiques, des conséquences sur le plan stratégique et des recommandations pour chacune des trois études de cas.
- Les annexes comprennent des sommaires des études de cas.

Un sommaire du présent rapport sur l'État du débat, ainsi que des exemplaires des rapports intégraux sur les études de cas peuvent être obtenus à partir du site Web de la TRNEE : <[www.nrtee-trnee.ca](http://www.nrtee-trnee.ca)>.

## CHAMP D'APPLICATION DU PROJET

---

Une partie des recherches est fondée sur les études de cas mettant en évidence trois stades différents du développement des technologies, et certaines des recommandations sont centrées sur les technologies qui ont fait l'objet d'une étude particulière. Les commentaires qui suivent visent à préciser les limites du projet et à mettre en lumière les enjeux pertinents situés en dehors du cadre d'analyse :

- *Les technologies examinées sont considérées comme faisant partie d'un ensemble plus vaste de sources d'énergie et de secteurs de demande* : bien qu'elles puissent potentiellement changer le profil de la demande et de l'offre d'énergie (efficacité énergétique dans l'industrie grâce à l'allègement de la pression exercée sur de nouvelles sources d'approvisionnement, l'énergie renouvelable émergente comme source croissante d'énergie primaire, et l'hydrogène comme une source d'énergie secondaire par le truchement d'applications poussées), les sources prédominantes d'énergie primaire demeureront les combustibles fossiles, l'énergie nucléaire et l'hydroélectricité à grande échelle, pendant une bonne partie de l'avenir prévisible<sup>5</sup>
- *Ces technologies ne sont pas les seules sources d'énergie à faible intensité carbonique disponibles* : des sources d'énergie à faible intensité carbonique représentent déjà presque 75 p. cent de la production d'électricité canadienne. Plus de 90 p. cent de l'offre d'électricité proviennent de l'hydroélectricité produite en Colombie-Britannique, au Manitoba, au Québec ainsi qu'à Terre-Neuve-et-Labrador, alors que 31 p. cent sont issus du nucléaire en Ontario. L'hydroélectricité et l'énergie nucléaire demeurent la pierre angulaire de l'ensemble des sources d'énergie à faible intensité carbonique. D'autres sources d'énergie et technologies émergentes à faible intensité carbonique ne rentrent pas dans le champ d'application de cette étude : par exemple, les TER non branchées au réseau d'électricité principal comme les thermopompes puisant l'énergie dans le sol, les chauffe-eau solaires, l'énergie solaire passive, de même que les technologies de transport comme les véhicules électriques.
- *Certains des résultats des études de cas sont particuliers à une région* : au Canada, la production d'électricité et les émissions de carbone qu'elle génère sont fonction des régions. Par conséquent, certains des résultats des études de cas — par exemple, que les filières de l'hydrogène ayant recours à la technologie de l'électrolyseur pourraient entraîner des augmentations nettes des émissions de gaz à effet de serre — sont particuliers à certaines régions où la teneur en carbone de la source marginale de production est plus élevée que la charge de base. Ces résultats peuvent ne pas être pertinents à d'autres combinaisons de production.
- *Les recommandations formulées dans ce rapport ne traitent que de quelques-unes des technologies, initiatives et mesures qui devront nécessairement faire partie d'un plan d'action sur le changement climatique du Canada* : le programme EF et énergie ne vise pas à présenter un plan d'ensemble sur le changement climatique — l'envergure combinée des réductions directes et indirectes obtenues grâce aux instruments envisagés dans les trois études de cas est de 23 à 42 Mt d'ici à 2010 et de 53 à 77 Mt d'ici à 2030; ces réductions sont modestes comparativement à l'écart des émissions prévu de 238 Mt d'ici à 2010<sup>6</sup> L'intention a plutôt été de se concentrer sur la conception d'éléments précis d'une série de mesures éventuelles.



# Partie 1 :

Constatations générales  
et recommandations



# 1. GÉNÉRALITÉS

## 1.1 Objectif du rapport

En l'an 2000, la TRNEE a lancé un programme de travail destiné à étudier en profondeur le rôle des instruments économiques dans la progression des objectifs du développement durable. Le volet initial de ce programme, le programme d'Écologisation de la fiscalité (EF) a permis de tirer des leçons générales sur l'application d'instruments économiques aux enjeux à la fois économiques et environnementaux. Ses résultats ont été publiés dans le rapport *Vers un programme canadien d'écologisation de la fiscalité : les premiers pas*.

Les résultats obtenus au terme du premier volet ont convaincu la TRNEE de la nécessité de poursuivre le projet et d'examiner plus particulièrement l'utilisation des instruments économiques aux fins de réduction des émissions de gaz à effet de serre. C'est ainsi que le second volet du programme d'EF — le programme EF et énergie — a été entrepris au début de l'année 2002 avec le mandat clair de concentrer les efforts sur l'utilisation des instruments économiques aux fins d'obtention d'une réduction à long terme des émissions de carbone d'origine énergétique.

Le présent rapport de la série l'État du débat constitue une synthèse des principales conclusions du programme EF et énergie, puisant non seulement à l'expérience des études de cas mais aussi aux recherches plus vastes et aux consultations qui ont été menées dans le cadre des travaux du programme. Le rapport définit les principaux points d'accord et de désaccord, explore les questions entourant le recours à la politique fiscale dans les secteurs particuliers visés par les études de cas (efficacité énergétique dans l'industrie, électricité renouvelable émergente et technologies à base d'hydrogène), et examine le contexte plus large du recours aux instruments économiques pour favoriser la réduction des émissions de carbone d'origine énergétique (notamment certains aspects des relations entre les réductions des gaz à effet de serre, la politique énergétique et les priorités de société plus générales).

## 1.2 ÉCOLOGISATION DE LA FISCALITÉ

La TRNEE a défini l'EF comme « une stratégie qui réoriente les programmes de fiscalité et de dépenses publiques de façon à créer des incitatifs qui favorisent véritablement l'évolution vers le développement durable »<sup>7</sup>. À la différence de la réforme fiscale verte ou de la méthode du redéploiement fiscal qui ont été mis en œuvre dans de nombreux domaines d'application, l'approche suivie par la TRNEE

en matière de réforme fiscale englobe une gamme d'instruments qui se renforcent mutuellement. Cet ensemble d'instruments comprend notamment :

- la réorientation ou l'introduction de nouveaux impôts ou incitatifs fiscaux;
- la réorientation ou l'introduction de dépenses directes ciblées, comme les programmes de dépenses gouvernementaux ciblés, approvisionnement gouvernemental, les subventions en espèces et les subventions;
- d'autres instruments économiques, comme les permis négociables, les frais de permis et les frais d'utilisation.

### 1.2.1 Conclusions générales du volet 1 du programme d'EF

Le volet 1 du programme d'EF de la TRNEE a examiné l'expérience internationale en matière d'EF et a réalisé trois études de cas en vue d'évaluer le potentiel d'application de l'EF dans le contexte canadien<sup>8</sup>.

Ces recherches ont indiqué qu'en principe, l'EF a un rôle à jouer au Canada et qu'elle peut être un outil particulièrement approprié à la mise en œuvre du développement durable. L'EF est un outil englobant qui s'adapte beaucoup plus facilement à la complexité des objectifs du développement durable que d'autres instruments stratégiques. Il convient mieux à une approche d'amélioration continue qu'un modèle de réglementation directe (« *command and control* ») et laisse davantage de marge de manœuvre aux parties concernées pour définir leur propre réponse. L'analyse découlant des études de cas a révélé l'importance capitale de concevoir des instruments ciblés de manière précise, de définir clairement des objectifs stratégiques et saisir en profondeur le contexte particulier du Canada sur le plan de la réglementation, du marché et des compétences. L'application limitée de certaines mesures d'EF a montré qu'elles donnaient des résultats prometteurs en termes d'efficacité, de leurs effets et de l'expérience. Toutefois, pour obtenir une preuve concluante au sujet de l'efficacité et de l'efficacité des mesures d'EF au Canada, il faudra recourir à une expérience appliquée plus générale et attendre le passage du temps pour être en mesure de jauger leur performance<sup>9</sup>.

Selon l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) :

*Les instruments économiques, notamment les taxes liées à l'environnement, ont pris une place de plus en plus importante dans les politiques environnementales des pays de l'OCDE au cours de la dernière décennie. Tous les pays de l'OCDE ont introduit des taxes liées à l'environnement et un nombre croissant d'entre eux procèdent à une réforme « verte » de leur fiscalité. Cette réforme est considérée comme*

*une condition essentielle du développement durable dans le rapport récent de l'OCDE intitulé Développement durable : les grandes questions et comme un instrument efficace pour mettre en œuvre la Stratégie de l'environnement de l'OCDE pour les dix premières années du XXI<sup>e</sup> siècle, stratégie qui a été adoptée par les ministres de l'Environnement des pays de l'OCDE lors de leur réunion de mai 2001*<sup>10</sup>.

Un tel enthousiasme a suscité un intérêt pour le recours à des instruments de marché au Canada, comme le montre l'accent qui a été mis sur les instruments fiscaux dans le Plan du Canada sur les changements climatiques de 2002<sup>11</sup>. Néanmoins, nonobstant notre compréhension du potentiel offert par les instruments d'EF et l'expérience des autres pays du point de vue de la conception de tels instruments, ils n'ont pas été adoptés largement au Canada.

Cette lacune a été remarquée dans le rapport *Perspectives de l'environnement de l'OCDE pour 2004*, de l'OCDE qui conclut :

*Malgré [l'introduction d'un certain nombre d'instruments économiques à des fins de politique environnementale, surtout à l'échelon provincial], le recours aux instruments économiques pour assurer la gestion de l'environnement est demeuré limité à tous les niveaux de gouvernement. Un certain nombre d'obstacles entravent une plus grande utilisation de ces instruments. L'industrie s'inquiète des pressions concurrentielles auxquelles elle est confrontée au jour le jour, et en particulier de sa compétitivité par rapport aux États-Unis sur le plan des coûts. Elle a du mal à comprendre comment mettre en œuvre les nouveaux instruments tels que les systèmes d'échange. Au sein des gouvernements, les organismes économiques ont approuvé le principe des instruments économiques, mais se sont opposés aux propositions concrètes de mise en place d'incitations ciblées pour des raisons d'efficacité allocative. Le public est réticent à la perspective de nouvelles taxes et redevances, et de l'attribution de « droits de polluer ». Les pressions extérieures en vue d'une évolution des modes de consommation se heurtent à une résistance générale. Enfin, certains groupes restreints mais influents ont bloqué un certain nombre de propositions...*

Il est urgent de développer l'utilisation des instruments économiques dans la mesure où des solutions peu coûteuses et un partage satisfaisant des coûts sont nécessaires pour lutter contre la dégradation de l'environnement<sup>12</sup>.

L'un des objectifs visés par le programme d'EF de la TRNEE était de comprendre pourquoi ces instruments ne sont pas davantage utilisés.

### **1.2.2 Avantages à long terme de l'EF**

Selon les approches axées sur la réglementation qui ont recours à la réglementation directe, le contrôle de l'observation des règles est opéré par les autorités de réglementation. Avec les instruments fiscaux toutefois, cette tâche est transférée à la communauté visée par la réglementation (c.-à-d. entreprises ou particuliers). En principe, ce transfert laisse à la communauté concernée une plus grande marge de manœuvre lui permettant de prendre des décisions susceptibles de réduire les coûts liés à l'observation de la réglementation, et ainsi de maximiser ses profits. En vertu de la théorie économique environnementale, l'avantage majeur des instruments fiscaux par rapport aux méthodes classiques de réglementation directe est leur propension à faciliter des comportements de maximisation des profits. Les instruments fiscaux constituent aussi une solution plus attrayante parce qu'ils permettent en principe de réduire les coûts de mise en œuvre incombant au gouvernement, d'augmenter les recettes de ce dernier et de diminuer les dépenses fiscales, donc d'alléger les coûts inhérents (à la fois pour le gouvernement et le secteur privé) à l'atteinte des objectifs de la société canadienne.

Il est évident que les instruments fiscaux n'ont pas tous cet effet. Les avantages pouvant découler de l'EF dépendront de la conception particulière de l'instrument fiscal. En effet, comme un instrument stratégique mal pensé, des instruments d'EF qui sont mal conçus peuvent se révéler inefficients, inefficaces et coûteux à administrer.

Partant de ce principe, le gouvernement du Canada a proposé dans son Budget de 2005 une nouvelle série d'initiatives ciblant la réduction des émissions de carbone. Il a indiqué qu'il « s'interrogera également sur les autres occasions d'utiliser le système fiscal pour appuyer la réalisation d'objectifs environnementaux, dans les domaines où il se révélerait un outil pertinent »<sup>13</sup>.

### **1.2.3 Instruments fiscaux dans un ensemble d'outils stratégiques**

L'accent qui est mis dans ce rapport sur les instruments fiscaux ne signifie pas qu'il faille exclure d'autres outils stratégiques. L'objectif poursuivi était plutôt de concentrer les efforts sur une série de réformes des politiques propre à une mise en valeur accrue des technologies de réduction des émissions de carbone. Il s'agissait aussi d'examiner en profondeur et de mettre en lumière les avantages éventuels de l'EF — par rapport à d'autres outils stratégiques — comme un moyen rentable, souple et englobant pour la poursuite des objectifs du développement durable.

**Tableau 1 : Obstacles à la mise en valeur des énergies renouvelables et leur impact éventuel sur les taux de mise en œuvre des projets**

	Grandes centrales hydro-électriques	Petites centrales hydro-électriques	Énergie éolienne	Énergie de la biomasse	Gaz d'enfouissement, incinération des déchets, co-combustion	Énergie marémotrice	Énergie solaire	Efficacité énergétique, gestion axée sur la demande
Potentiel théorique des énergies renouvelables	Barre pleine	Barre pleine	Barre pleine	Barre pleine	Barre pleine	Barre pleine	Barre pleine	Barre pleine
Filtre de la faisabilité technique	Barre pleine	Barre pleine	Barre pleine	Barre pleine	Barre pleine	Barre pleine	Barre pleine	Barre pleine
Filtre de la faisabilité financière	Barre pleine	Barre pleine	Barre pleine	Barre pleine	Barre pleine	Barre pleine	Barre avec 2 gouttes	Barre pleine
Filtre de l'acceptabilité sur les plans social et environnemental	Barre pleine	Barre pleine	Barre pleine	Barre pleine	Barre pleine	Barre pleine	Barre avec 2 gouttes	Barre pleine
Filtre de la reconnaissance de leur caractère écologique	Barre pleine	Barre pleine	Barre pleine	Barre pleine	Barre avec 2 gouttes	Barre avec 2 gouttes	Barre avec 2 gouttes	Barre pleine
Filtre du réflexe « d'accord mais pas dans ma cour »	Barre avec 2 gouttes	Barre avec 2 gouttes	Barre pleine	Barre avec 2 gouttes	Barre avec 2 gouttes	Barre avec 2 gouttes	Barre avec 2 gouttes	Barre pleine

Remarque : cette illustration évoque un principe. Elle ne prétend pas refléter de manière précise l'importance relative des options, ni leur rythme de réduction.

Source : Y. Guérard (Hydro-Québec), présentation à l'atelier du 3 au 4 novembre, Green Power Workshop de Montréal.

Dans un récent examen des solutions possibles de gestion des problèmes environnementaux, les méthodes mettant l'accent sur les instruments économiques par rapport à celles privilégiant l'approche réglementaire directe ont été comparées. Les chercheurs ont constaté que la plupart des 12 politiques étudiées combinaient des incitatifs économiques et des instruments de réglementation directe; ils ont fait remarquer que le recours aux instruments économiques n'avait pas nécessairement pour effet d'exclure d'autres outils stratégiques<sup>14</sup>.

La promotion d'une stratégie coordonnée de réduction à long terme des émissions de carbone d'origine énergétique à longue échéance exigera des réformes stratégiques cohérentes et cohésives dans plusieurs domaines, ainsi qu'un engagement de chaque ordre de gouvernement. Par exemple, des facteurs comme la tarification, l'accès au marché, l'accès au réseau électrique, les

risques d'investissement perçus, la demande du marché, ainsi que l'acceptation sociale ou réglementaire ne sont que quelques-uns des obstacles faisant office de barrières à effet cumulatif à des projets en théorie réalisables<sup>15</sup>. Ce processus de filtrage est illustré au tableau 1. Les résultats de ce projet confirment qu'alors que le potentiel technique présenté par l'énergie renouvelable à faible impact au Canada se situe entre 68 500 et 336 600 MW pour la capacité et entre 244 700 et 1 210 400 GWh par an pour la puissance fournie, la capacité installée actuelle n'est que de 2 300 MW pour la capacité et de 12 100 GWh par an pour la puissance fournie<sup>16</sup>.

Dans ce secteur stratégique, comme dans d'autres, l'écologisation de la fiscalité est un moyen nécessaire, mais loin d'être suffisant, d'atteindre les objectifs visés par les politiques.

## 2. CONTEXTE : LA NOUVELLE ÉCONOMIE DE L'ÉNERGIE — UNE PERSPECTIVE POUR LE CANADA

### 2.1 TENDANCES ÉNERGÉTIQUES GLOBALES

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) a conclu en 2002 que :

*[Traduction] [Des projections sur 30 ans en matière d'énergie] suscitent des préoccupations sérieuses sur la sécurité de l'approvisionnement en énergie, l'investissement dans les infrastructures énergétiques, la menace d'un dommage à l'environnement lié à la production et à l'utilisation de l'énergie ainsi que l'accès inégal de la population mondiale à l'énergie moderne... Les gouvernements devront prendre des mesures énergiques à de nombreux égards sur le plan de la consommation d'énergie et de l'offre énergétique afin de répondre à ces préoccupations<sup>17</sup>.*

Sous l'impulsion de la croissance de la population, de l'augmentation des niveaux de vie et de l'expansion de l'industrialisation, le marché énergétique mondial devrait augmenter des deux tiers au cours des trois prochaines décennies, ce qui représente une croissance de la demande annuelle de 1,7 p. cent. Pour répondre à cette demande, il faudra réaliser des investissements sans précédent dans les infrastructures mondiales d'approvisionnement en énergie : on prévoit, à l'échelle mondiale, des investissements de 16 billions de dollars américains dans une nouvelle capacité d'approvisionnement énergétique ou le remplacement de celle-ci. Sur ce total, la production, le transport et la distribution d'électricité représenteront presque 10 billions de dollars américains, y compris 2 billions de dollars pour la production d'électricité dans les pays de l'OCDE<sup>18</sup>.

Tant les scénarios de maintien du *statu quo* que les scénarios environnementaux de rechange montrent que l'énergie renouvelable devrait occuper une place croissante dans l'ensemble des énergies primaires mondiales. Dans le scénario de référence (de maintien du *statu quo*) de l'AIE, les énergies renouvelables autres que l'hydroélectricité croîtront plus rapidement qu'aucune autre source d'énergie primaire à un rythme moyen de 3,3 p. cent au cours de la période de prévision de 2002–2030. Cette croissance aura lieu largement dans les pays de l'OCDE. La croissance de l'énergie éolienne et de l'énergie de la biomasse sera la plus rapide, surtout dans les pays de l'OCDE<sup>19</sup>. L'Union européenne s'est fixé une cible de

croissance de 22,1 p. cent de sa consommation d'électricité et de 12 p. cent de la consommation nationale brute d'énergie provenant de sources d'énergie renouvelables d'ici à 2010<sup>20</sup>. Les États-Unis vont presque doubler leur production d'énergie à partir des sources d'énergie renouvelables (à l'exclusion de l'hydroélectricité) entre 2000 et 2025<sup>21</sup>.

Les politiques environnementales pourraient entraîner des changements radicaux dans le comportement des investissements énergétiques et réduire les besoins d'ensemble en énergie. Les scénarios fondés sur des politiques qui sont actuellement discutées dans les pays de l'OCDE prévoient que les investissements dans les énergies renouvelables (y compris dans l'hydroélectricité à grande échelle) passeront de 480 milliards de dollars à 720 milliards de dollars au cours de la période 2000 à 2025 — soit du tiers à la moitié des nouveaux investissements dans la production d'énergie<sup>22</sup>.

Le scénario de référence de l'AIE prévoit que les piles à combustible à hydrogène s'imposeront progressivement entre 2020 et 2030 — passant d'une capacité de production mondiale de 4 GW à 100 GW<sup>23</sup>. L'AIE fait notamment remarquer que :

*[Traduction] ...l'investissement total nécessaire pour obtenir un système de transports principalement alimenté par l'hydrogène dépendra à la fois du rythme de la réduction des coûts et du moment auquel ce système sera mis en œuvre... Grâce à un apprentissage maximisé et à une réduction des coûts, on pourrait obtenir un marché parvenu à maturité pour les véhicules à hydrogène au coût marginal de quelques centaines de milliards de dollars, mais si les réductions de coûts sont lentes, les coûts marginaux inhérents à l'obtention d'un marché établi pourraient se situer aux alentours de 5 billions de dollars<sup>24</sup>.*

Une étude réalisée par PricewaterhouseCoopers sur la demande mondiale de produits de piles à combustible prévoit que ce marché devrait atteindre 46 milliards de dollars par an d'ici à 2011 (production d'énergie fixe : 17,9 milliards de dollars; production d'énergie portative : 17,6 milliards de dollars; premières applications aux transports : 10,3 milliards de dollars) et pourrait valoir 2,6 billions de dollars par an d'ici à 2021<sup>25</sup>.

D'autres prévisions font écho à ces changements imminents. Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat a procédé à une révision interne du scénario « IS92a », une voie moyenne de simulation des changements technologiques importants dans le cadre d'un scénario de maintien du *statu quo* (c.-à-d. aucune politique sur le changement climatique); il prévoit qu'en raison des coûts réduits des technologies sans carbone

comme l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie de biomasse, le nucléaire ou l'hydroélectricité, par rapport à ceux des combustibles fossiles, celles-ci seront utilisées pour fournir 75 p. cent de l'électricité dans le monde d'ici la fin de ce siècle, soit une augmentation puisqu'elles ne représentaient que le tiers en 1995<sup>26</sup>.

## 2.2 PERSPECTIVE POUR LE CANADA

Le Canada est un chef de file mondial dans les domaines de la production et des technologies liées au pétrole et au gaz, à l'hydroélectricité, à l'énergie nucléaire et à des technologies connexes. Son leadership dans ces secteurs énergétiques résulte d'une longue tradition d'utilisation volontaire de la politique gouvernementale pour réussir des partenariats et contribuer à la mise au point de nouvelles technologies de l'énergie et sources d'approvisionnement. Par exemple, les sociétés d'État ont joué un rôle capital dans l'expansion de la production d'hydroélectricité du Canada; les technologies de l'énergie nucléaire ont été appuyées par les sociétés d'État, les subventions à la R-D et à l'exportation, et l'imposition d'une limite à la responsabilité en cas d'accidents; les mises en valeur dans les domaines du pétrole et du gaz naturel ont été favorisées par des subventions et d'autres investissements dans de nombreux mégaprojets et le recours à des régimes de redevances et à des mesures fiscales qui ont été adaptés aux besoins de développement de ce secteur. La récente mise en valeur des sables bitumineux du nord de l'Alberta est appuyée par un régime fiscal conçu pour les besoins particuliers de ce secteur.

Les gouvernements canadiens devraient-ils activement poursuivre un avantage semblable dans le domaine des technologies de réduction des émissions de carbone qui définissent les tendances mondiales en matière d'énergie? Une stratégie de l'énergie canadienne cohérente sera gouvernée par de nombreux facteurs, comme la sécurité énergétique, les développements industriel et économique, l'emploi, la compétitivité internationale, la protection de l'environnement et la durabilité. L'atténuation du changement climatique sera aussi un facteur, mais s'agit-il d'un facteur limitant ou facilitant d'autres objectifs?

La tâche incombant aux responsables des politiques est de *concevoir la voie* vers un futur à moindres émissions de carbone, qui réponde à l'urgence écologique suscitée par les conséquences du changement climatique, ainsi qu'au défi lié à son atténuation, et ce, tout en perturbant le moins possible d'autres priorités de société.

Pour trouver cette voie, le Canada doit faire face à des défis, à des perspectives et à des obstacles qui lui sont propres.

En tant que nation commerçante possédant des ressources naturelles, à l'économie modeste et présentant une démographie moyenne, le Canada fait face à des défis qui ont deux sources. D'une part, le marché international changeant pour lequel le rendement en matière d'émissions de gaz à effet de serre constitue de plus en plus un facteur à prendre en compte pour l'accès au marché, la prise de décisions en matière d'investissements et l'évaluation du risque d'entreprise. Dans ce marché, la durabilité environnementale est le moteur de l'innovation et de la compétitivité. D'autre part, des défis de compétitivité sont lancés par des pays qui en sont à des stades différents sur le plan de leurs politiques et de leur niveau de développement économique.

Heureusement, le Canada dispose d'atouts uniques pour formuler une réponse. Plus que pour tout autre pays, les sources d'énergie riches et variées dont il dispose, alliées au capital de connaissances, lui permettent de demeurer un chef de file de classe mondiale dans l'économie de l'énergie et ce, alors même qu'elle se transforme et se diversifie pour atténuer le changement climatique. Il possède des ressources abondantes de classe mondiale et encore inexploitées, en énergie éolienne, en eau, en énergie solaire et en biomasse, ainsi que des ressources d'hydrocarbures, de charbon et d'uranium et de vastes ressources d'énergie hydraulique qui ont constitué jusqu'à présent le fondement de la richesse énergétique du Canada. Les Canadiens sont des leaders du savoir dans plusieurs technologies nouvelles — par exemple, les petites centrales hydroélectriques, la biomasse, l'hydrogène ainsi que le captage et la séquestration du carbone — qui constituent les piliers d'un futur où prévaudront les sources d'énergie à faible intensité carbonique. En outre, la diversité géographique des collectivités canadiennes favorise l'essai de technologies dans des régions urbaines et éloignées et sous des conditions météorologiques froides et modérées. Bref, le Canada possède toutes les ressources nécessaires pour s'adapter à la prochaine révolution énergétique — pourvu qu'il avance de manière stratégique et avec une vision claire.

En regard de ces possibilités sans précédent sur le plan des ressources énergétiques, il existe de réels obstacles en matière de politique. Le modèle confédératif du Canada impose des limites d'application qui créent des obstacles substantiels et exigent souvent des efforts complexes et importants de coordination entre le fédéral et les provinces. Le pouvoir fédéral peut prendre des mesures unilatérales dans de nombreux domaines (p. ex. les transports), mais les gouvernements fédéral et provinciaux doivent agir ensemble dans d'autres secteurs pour que leurs actions soient efficaces (p. ex. production d'énergie et normes

de construction). La relation commerciale dominante que le Canada entretient avec une nation qui n'a pas ratifié le Protocole de Kyoto, ainsi que l'envergure du commerce fondé sur les produits primaires, soulèvent des défis inévitables en matière de compétitivité internationale; tous ces facteurs influencent le choix et la conception des politiques éventuelles d'atténuation des émissions de gaz à effet de serre.

Ces circonstances commandent une réponse « intelligente » : une stratégie opportune et sans regret, qui recherche les débouchés tout en favorisant les réalisations économiques *en plus de* faire appel à une série de moyens dynamiques et variés misant sur les connaissances et l'innovation.

### 3. CONTEXTE : MAXIMISER LES AVANTAGES D'ENSEMBLE POUR LA SOCIÉTÉ —UNE RÉDUCTION À LONG TERME DES ÉMISSIONS DE CARBONE DANS UN CADRE STRATÉGIQUE INTÉGRÉ

Du point de vue historique, l'intensité carbonique des sources d'énergie a progressivement décliné au cours du siècle dernier. Ce déclin a commencé par le passage du bois au charbon et a continué par des virages séquentiels vers le pétrole et le gaz naturel, chacune de ces étapes technologiques ayant entraîné une baisse du carbone émis par unité d'énergie produite. Le passage à un nouveau carburant était principalement motivé par la perspective d'une énergie de meilleure qualité. La société a énormément investi sur le plan de la recherche, du capital et des infrastructures afin de mettre en marché chacune de ces nouvelles sources d'énergie.

Ces passages à de nouvelles sources d'énergie étaient motivés par des facteurs comme le caractère abordable de l'énergie, la qualité de l'énergie, sa facilité d'utilisation, sa fiabilité, un approvisionnement régional sécuritaire, le désir d'une production décentralisée ainsi que par des facteurs non écologiques. Dans le passé, les considérations tenant au changement climatique n'ont pas été une motivation principale de transition en matière de technologies de l'énergie. Elles ne le seront pas dans le futur, à moins qu'une plus grande priorité soit accordée à la réduction à long terme des émissions de carbone dans les politiques sur l'énergie.

Toutefois, quelle priorité doit-on accorder à la réduction à long terme des émissions de carbone dans le cadre d'une politique sur l'énergie? Certains participants au programme EF et énergie ont reconnu la complémentarité jusqu'à un certain point de l'objectif de la réduction à long terme des émissions de carbone avec d'autres objectifs, mais ils ont souligné que des compromis devraient éventuellement être trouvés. Ces mêmes participants ont proposé que la réduction à long terme des émissions de carbone devrait constituer *la* priorité d'une stratégie de l'énergie. Pourtant un autre courant a déconseillé de faire de la réduction à long terme des émissions de carbone le principal objectif environnemental d'une stratégie de l'énergie. Ils ont souligné que d'autres objectifs environnementaux liés à la durabilité, comme la biodiversité et la prévention de la pollution par les toxiques, devaient aussi avoir leur place. Enfin, certains participants ont estimé que la politique énergétique

devait être principalement orientée vers la recherche de débouchés de développement économique, et que tout objectif environnemental devait être considéré comme secondaire.

Les participants au programme EF et énergie ont été nombreux à souligner que des priorités comme des emplois de qualité, le développement régional et de la collectivité, la productivité et la sécurité énergétique, préoccupent davantage la société que la réduction des émissions de carbone. Ces participants craignaient que bien qu'énergétique, la poursuite d'un tel objectif de manière isolée par rapport aux autres priorités publiques, ne constitue un coup d'épée dans l'eau, comme c'est déjà le cas actuellement. Toutefois, s'il est démontré que les avantages et les possibilités offerts par la réduction à long terme dans les émissions de carbone d'origine énergétique peuvent facilement être alignés sur ces priorités de société, il sera plus facile de trouver des défenseurs de cette stratégie et de susciter un intérêt plus large à son égard.

Quelle que soit leur position sur la priorité à accorder aux émissions de carbone dans une stratégie de l'énergie, les participants au programme EF et énergie estiment que les investissements publics dans une stratégie de réduction à long terme des émissions de carbone offrirait de nombreux avantages supplémentaires, notamment ceux indiqués ci-dessous.

#### 3.1 AVANTAGES COMMUNS : NEUF RAISONS JUSTIFIANT UN CADRE STRATÉGIQUE INTÉGRÉ

##### 3.1.1 Veiller à la sécurité énergétique

**3.1.1.1 Surmonter les pénuries de l'approvisionnement**  
D'ici à 2020, environ 15 p. cent de la capacité actuelle d'électricité du Canada aura plus de 40 ans. D'ici à 2020, les exigences supplémentaires sur le plan de la capacité de production en raison du remplacement des centrales et de la croissance de la demande, devraient s'élever à 42 000 MW, ce qui représente 40 p. cent du stock actuel d'environ 105 000 MW<sup>27</sup>.

Cette statistique accentue l'énormité d'une des dimensions du défi imminent qui attend la nation en matière de sécurité énergétique. Elle souligne également l'importance des décisions qui devront être prises bientôt dans le cadre d'une stratégie de réduction à long terme des émissions de carbone.

Des changements profonds en cours dans la plupart des provinces auront une influence sur le contexte de prise des décisions en matière d'énergie et de réduction à long terme des émissions de carbone à l'échelle nationale. La Colombie-Britannique, l'Alberta, le Manitoba, l'Ontario, le Québec, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse

auront à modifier la façon dont elles traitent la production d'électricité ainsi que l'approvisionnement en électricité. Certaines provinces se tournent vers le secteur privé et les producteurs indépendants pour trouver la plupart des nouvelles sources d'approvisionnement. À titre d'exemple :

- L'Ontario fait face à une pénurie de l'approvisionnement qui pourra être considérée comme sérieuse dès 2007 et qui ne peut qu'empirer à long terme. Cette pénurie peut être expliquée par une combinaison de facteurs : la croissance de la population et de l'économie, une infrastructure vieillissante et une nouvelle capacité insuffisamment planifiée. En outre, pour des raisons liées à la santé et à l'environnement, le gouvernement s'est engagé à fermer, d'ici à 2008, cinq centrales électriques alimentées au charbon (qui représentent un tiers de l'électricité produite en Ontario). Il faudra donc trouver jusqu'à 5 milliards de dollars pour financer une nouvelle capacité de production. Afin de répondre à la demande future, il sera essentiel d'adopter des mesures énergétiques de conservation de l'énergie et de favoriser la croissance de la production indépendante d'énergie, y compris la production d'énergie à partir de sources d'énergie renouvelables<sup>28</sup>.
- Le Manitoba a mis l'accent sur ses ressources en hydro-électricité pour en faire un avantage concurrentiel. La province étudie les possibilités de création d'une nouvelle capacité hydroélectrique ainsi que la mise sur pied d'un réseau est-ouest pour l'exportation d'électricité vers l'Ontario. Qui plus est, il envisage comme solution future attrayante en matière d'énergie la mise en valeur de l'hydrogène, grâce à ses ressources en énergie hydroélectrique efficace en carbone<sup>29</sup>.
- Au Nouveau-Brunswick, la transition vers un marché de l'électricité déréglementé est en cours. On autorisera une certaine concurrence au sein du marché de détail : certains clients industriels importants et du marché de gros seront en mesure de choisir leurs fournisseurs, et les installations décentralisées pourront revendre l'électricité qu'elles produisent au réseau d'électricité principal. Le gouvernement provincial a récemment introduit une norme de pourcentage d'énergie renouvelable dans les portefeuilles (NPÉRP). Parallèlement, La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick s'est fixée sa propre cible d'électricité produite à partir de l'énergie éolienne, soit 100 MW d'ici à 2010<sup>30</sup>.
- En Colombie-Britannique, BC Hydro prévoit que la demande en énergie augmentera de 1,7 p. cent par année au cours de la prochaine décennie. Pour répondre à cette demande, il faudra avoir recours à une combinaison de mesures en matière d'efficacité énergétique (gestion de la demande), d'efficacité de production et une production d'énergie indépendante, y compris avoir recours à des sources d'énergie verte

à faible impact sur l'environnement. Le gouvernement s'est engagé volontairement à satisfaire au moins 10 p. cent de la nouvelle demande d'électricité au moyen de l'énergie verte d'ici à 2010, et 16 projets représentant 1 764 GWh ont été récemment commandés. Une nouvelle société, la BC Transmission Corporation, a été créée en 2003 pour fournir des services de transport de l'énergie qui permettront aux producteurs indépendants de vendre leur énergie au réseau d'électricité. BC Hydro a également ciblé l'hydrogène comme un marché d'avenir, en particulier celui des transports alimentés à l'hydrogène.

Les normes provinciales de pourcentage d'énergie renouvelable dans les portefeuilles font aussi l'objet de discussions en Alberta et à l'Île-du-Prince-Édouard et ont été annoncées en Ontario et en Nouvelle-Écosse. La Colombie-Britannique, l'Ontario, la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard envisagent d'introduire la facturation nette. Plusieurs provinces ont aussi indiqué qu'elles se fixeraient des cibles d'approvisionnement en énergie renouvelable<sup>31</sup>. En outre, plusieurs sociétés d'État provinciales s'occupant des services publics se sont engagées à respecter des cibles visant les TER; par exemple, alors que le profil de production du Québec est déjà constitué à 93 p. cent d'énergie hydroélectrique, Hydro-Québec s'est engagée à acheter 1 000 MW de nouvelle capacité d'énergie éolienne produite par des producteurs indépendants d'ici à 2013.

### 3.1.1.2 Améliorer la sécurité de l'approvisionnement

Les attaques terroristes du 11 septembre, alliées aux délestages qui ont eu lieu en Californie au cours de l'hiver et du printemps de 2001 ainsi que la panne de courant d'août 2003 qui a touché l'Est de l'Amérique du Nord, ont ravivé l'intérêt de l'opinion publique sur la question de l'approvisionnement énergétique.

Les principaux ingrédients d'un modèle énergétique renforcé sont la diversité des sources de carburants, une plus grande réceptivité des sources d'approvisionnement (y compris les sources d'énergie renouvelables) et une efficacité énergétique accrue :

- Les combustibles à hydrogène peuvent servir de vecteur énergétique pour les sources d'énergie primaire à faible intensité carbonique, et peuvent aussi rendre possible le remplacement des combustibles fossiles dans le secteur des transports.
- La production décentralisée, qui convient particulièrement bien à l'hydrogène et à de nombreuses TER, stimule la résilience d'un système par ailleurs caractérisé par des centrales hydroélectriques centralisées de grande envergure, des pipelines et des distances de transport de l'énergie très grandes — contribuant à la vulnérabilité du système.



- L'efficacité énergétique peut aussi aider à stabiliser le réseau d'électricité en réduisant la charge des systèmes de transport de l'énergie.
- Les programmes de conservation et d'efficacité énergétiques peuvent aider à soulager la pression exercée sur l'approvisionnement plus rapidement que la construction de nouvelles installations. Les délais de production pour de nombreuses sources d'énergie renouvelables à faible impact sont plus courts que ceux de nombreuses sources d'approvisionnement classiques. Le parc éolien de McBride Lake au Sud de l'Alberta, par exemple, a été mis sur pied en moins d'un an. Des grands projets hydroélectriques peuvent prendre 10 ans ou plus, en raison en partie des processus fédéraux et provinciaux de réglementation<sup>32</sup>.

### 3.1.1.3 Améliorer la stabilité des prix

La stabilité des tarifs de l'énergie est devenue une priorité à la suite des récentes augmentations des prix du pétrole brut ainsi que de la volatilité des prix sur le marché du gaz naturel et du marché déréglementé de l'électricité. On s'inquiète de ce que l'augmentation de la demande de gaz naturel (notamment pour des raisons liées à l'environnement) pourrait mener à une volatilité permanente des prix. Les liens plus étroits que les prix du gaz entretiennent avec ceux de l'électricité en raison de l'intensification de la production d'électricité au gaz naturel, constituent aussi un sujet de préoccupation<sup>33</sup>. L'intégration des sources d'énergie renouvelables à l'ensemble des sources d'approvisionnement en énergie peut servir à contrecarrer la volatilité des prix : en effet, ces sources supposent des coûts d'immobilisation initiaux plus élevés, mais leurs frais d'exploitation sont plus stables. L'amélioration de l'entretien des sources d'approvisionnement existantes, au moyen d'une meilleure efficacité énergétique, réduit la demande globale, rendant ainsi l'énergie plus abordable pour tous les Canadiens.

Pour les communautés éloignées qui sont actuellement très sensibles aux prix élevés de l'énergie, les nouvelles sources d'énergie et nouvelles technologies de production décentralisée sont particulièrement attrayantes.

### 3.1.2 Assurer un air propre et améliorer la qualité de vie

La production d'énergie, les transports et les industries énergivores sont les sources les plus importantes de pollution de l'air d'origine humaine. Leurs émissions favorisent une concentration accrue en particules, en gaz contribuant au smog et en précurseurs acides, des facteurs qui ont des répercussions sur la santé et entraînent notamment des problèmes respiratoires et un mauvais fonctionnement des poumons. Les alertes au smog sont devenues une réalité estivale des agglomérations urbaines canadiennes. Les programmes d'efficacité énergétique visant à réduire la combustion des combustibles fossiles,

les sources d'énergie renouvelables à zéro émission et les technologies de l'hydrogène qui ne produisent aucune émission au point de combustion, peuvent tous aider à réduire les émissions des précurseurs de smog dans les agglomérations urbaines canadiennes et à améliorer la qualité de la vie.

### 3.1.3 Réduire les coûts des soins de santé

La pollution de l'air entraîne des insuffisances respiratoires, exacerbe les maladies cardiovasculaires et contribue à une hausse des taux de mortalité due à un certain nombre de conditions. Les admissions dans les hôpitaux, les visites en salle d'urgence, les visites chez le médecin et les coûts de médicaments qui en découlent pèsent lourdement sur le système des soins de santé : 600 millions de dollars en l'an 2000 pour l'Ontario seul, selon des recherches effectuées par la Ontario Medical Association<sup>34</sup>. Une réduction du smog entraînerait une diminution de ces coûts.

### 3.1.4 Améliorer la capacité industrielle dans le secteur des nouvelles technologies environnementales

Les bénéfices pour l'économie nationale découlant des importants investissements réalisés en matière de réduction à long terme des émissions de carbone seraient beaucoup plus importants si le Canada pouvait fournir les technologies et l'expertise requises.

Pour le moment, un bon nombre des technologies de l'énergie qui sont utilisées pour l'atténuation des émissions de carbone doivent être importées. Selon une analyse réalisée par Industrie Canada à l'intention du Groupe d'analyse et de modélisation (GAM) en 2002<sup>35</sup> compte tenu de la capacité du secteur canadien de la fabrication, il faudrait importer au moins un tiers (25 milliards de dollars sur 75 milliards de dollars), sinon plus, de la machinerie et de l'équipement exigés pour remplir les objectifs du Canada en vertu du Protocole de Kyoto<sup>36</sup>. La même étude a noté qu'en temps normal les pays étrangers fournissent entre 60 et 70 p. cent des besoins du Canada sur le plan de la machinerie et du matériel. Le niveau des importations requis pour que le Canada remplisse ses objectifs en vertu du Protocole de Kyoto serait aussi élevé que 95 p. cent, dans l'hypothèse où les fabricants canadiens considèrent comme trop court l'échéancier de réalisation des investissements, ou dans celle où la demande est perçue comme une occasion unique, et les besoins déclinent une fois les objectifs de Kyoto atteints.

Le Canada dispose déjà de connaissances bien développées et des groupes de fabricants dans le domaine de technologies de réduction des émissions comme les hydroturbines et la biomasse, et une grappe industrielle émergente dans le secteur des piles à combustible. Certaines technologies essentielles ne sont pas appuyées par une capacité de fabrication solide au Canada. Il s'agit notamment des

aérogénérateurs, des panneaux solaires, des thermopompes géothermiques, ainsi que des microturbines pour le captage du gaz d'enfouissement. Un engagement canadien plus énergique dans des technologies précises, par exemple, l'imposition d'une norme appréciable de pourcentage d'énergie renouvelable dans les portefeuilles inciterait les entreprises européennes à repérer des usines de fabrication au Canada — et éventuellement à utiliser ce dernier comme une porte d'entrée sur le marché nord-américain. Cela aurait un effet d'entraînement dont les bénéfices se feraient sentir d'un bout à l'autre de la chaîne d'approvisionnement. En Allemagne, par exemple, l'industrie éolienne est le deuxième plus important consommateur d'acier après les fabricants d'automobiles. Les avantages profiteraient tant aux secteurs où le Canada est considéré comme un « consommateur de technologies » (comme les aérogénérateurs) qu'aux secteurs où il est un « fabricant de technologies » (p. ex. les piles à combustible à membrane échangeuse de protons).

Certains participants au programme EF et énergie issus du secteur industriel ont confirmé que les usines de fabrication relatives à certaines technologies ainsi que certains équipements connexes, qui sont actuellement situées à l'étranger, pourraient être installées au Canada pourvu que le marché national dépasse certains seuils de demande. Les principaux fabricants d'éoliennes, par exemple, poursuivent activement une stratégie de fabrication pour l'Amérique du Nord afin de tirer parti des perspectives favorables, à long terme, du marché nord-américain, des crédits d'impôts à la production aux États-Unis, des normes de pourcentage d'énergie renouvelable dans les portefeuilles qui commencent à voir le jour sur ce continent, des coûts de main-d'œuvre concurrentiels (25 p. cent plus bas au Canada qu'en Europe) et de l'élimination des droits d'importation. Une production en Amérique du Nord permettrait aussi d'atténuer les risques de change, les coûts élevés inhérents à l'expédition d'éoliennes surdimensionnées (ce qui représente entre 5 à 10 p. cent du coût d'un projet d'installation d'éoliennes) et de tirer profit de la tendance des consommateurs à préférer le matériel fabriqué en Amérique du Nord. Selon l'Association canadienne pour l'énergie éolienne, « ... les fabricants considèrent, dans leurs stratégies de fabrication, que l'Amérique du Nord est un marché unique. Les usines implantées au Canada pourront facilement exporter leurs produits aux États-Unis... »<sup>37</sup>. Une implantation aux États-Unis comporterait de toute évidence des avantages semblables.

Si l'on mettait délibérément l'accent sur la promotion de la capacité nationale de fabrication dans ces secteurs industriels en émergence, le Canada pourrait élargir sa part des marchés mondiaux prospères dans les domaines de la gestion de l'énergie et des TER. Les avantages économiques liés aux importantes dépenses de machinerie et de matériel profiteraient au Canada.

### **3.1.5 Cibler les marchés d'exportation en expansion et développer les besoins du pays**

Presque 70 p. cent de l'augmentation de la demande mondiale en énergie primaire entre 2001 et 2030 aura lieu dans les économies en développement et en transition; la moitié des investissements totaux mondiaux dans le secteur de l'énergie au cours de cette période — soit 7,9 billions de dollars américains — seront réalisés dans les pays en voie de développement<sup>38</sup>. À l'échelle planétaire, on estime que les secteurs de l'énergie renouvelable, en particulier l'énergie éolienne et la biomasse, devraient croître plus vite que toute autre source d'énergie primaire, soit à un rythme moyen de 3,3 p. cent par année, et ce, même sous un scénario de maintien du *statu quo*. Les scénarios environnementaux feraient augmenter l'investissement dans les sources d'énergie renouvelables de 50 p. cent pour les faire passer à 720 milliards de dollars, ce qui représente la moitié de tous les investissements dans la nouvelle capacité de production d'énergie.

Les sources d'énergie primaire et les efficacités sur le plan de la consommation d'énergie qui seront nécessaires pour répondre à cette demande exponentielle définiront le futur écologique de la planète, ainsi que les effets sur l'environnement et la santé sur le plan régional et local. Par conséquent, une perspective canadienne d'assistance à la commercialisation de technologies moins polluantes et émettant moins de carbone pourraient aussi profiter aux pays en voie de développement. Qui plus est, elle serait conforme à l'objectif déclaré du gouvernement fédéral d'« élaborer une stratégie axée sur les technologies de l'apprentissage, les sciences de la vie et l'environnement, afin d'aider les pays en voie de développement à tirer parti de l'expertise canadienne », et d'annoncer « un plan à long terme pour remettre au moins 5 p. cent des investissements en matière de recherche à ceux qui travaillent à l'élaboration de nouvelles façons de gérer les problèmes internationaux »<sup>39</sup>.

### **3.1.6 Commercialiser la recherche financée par le gouvernement et l'utiliser comme levier**

La participation du gouvernement, par des mesures fiscales, à la mise en valeur des nouvelles technologies de l'énergie a depuis toujours été cantonnée surtout aux stades de la recherche d'idées et de concepts de la mise au point des produits. La création récente du Fonds d'appui technologique au développement durable vise à combler les lacunes dans le financement des étapes de la démonstration et de la précommercialisation situés juste avant le placement de capital de risque. En ce qui concerne les nouvelles technologies, ces étapes sont souvent désignées par l'expression « vallée de la mort ».

De nombreux experts estiment qu'en dépit de ces efforts, les technologies d'atténuation du carbone immédiatement commercialisables n'entrent jamais sur le marché. Cette « réserve d'innovation » est citée comme illustrant la

nécessité d'étendre l'écologisation de la fiscalité à des étapes nouvelles de la chaîne d'innovation, afin de réduire les risques financiers pour les investisseurs et de créer un effet d'entraînement sur le marché pour y introduire de nouvelles technologies<sup>40</sup>. Le traitement fiscal de certaines énergies renouvelables (p. ex. déduction pour amortissement accéléré ou exemption de la taxe d'accise sur l'éthanol) contribue à appuyer l'entrée sur le marché de ces technologies sur le front de la demande.

D'autres experts font aussi remarquer que les filières de marché varient selon les technologies et qu'il convient de tenir compte du contexte particulier à chacune d'entre elles au moment de la conception des instruments fiscaux destinés à encourager leur adoption. Le contexte en question peut être les lacunes à l'échelle nationale dans la capacité de fabrication relative aux technologies énergétiques à faible intensité carbonique, qui ferait du Canada un « consommateur de technologies ». Les représentants du secteur de l'énergie éolienne, par exemple, ont fait valoir que l'investissement canadien dans la R-D dans le domaine de l'énergie éolienne n'aurait que peu d'impact sur les courbes de coûts, puisque ces technologies sont en grande partie fabriquées ailleurs. En ce qui concerne cette technologie, l'EF devrait viser les instruments destinés à augmenter la demande. Dans le même ordre d'idées, mais s'agissant cette fois des technologies innovatrices ou des changements opérés progressivement dans le domaine de l'efficacité énergétique des procédés industriels : ceux-ci seront probablement régis par le marché international et il est peu probable que le Canada arrive à lui seul à susciter l'émergence de technologies innovatrices ou des changements dans les procédés industriels. C'est un facteur qui devra présider au choix des instruments fiscaux relatifs à ces technologies.

### **3.1.7 Créer de nouveaux emplois et favoriser le développement régional**

Certains pays tirent des bénéfices intéressants sur le plan de l'emploi grâce à la mise au point, à la fabrication et à l'entretien des techniques de réduction des émissions de carbone. Par exemple, en Allemagne, 45 000 emplois ont été créés dans le secteur de l'énergie éolienne, et au Royaume-Uni, 20 000 emplois devraient être créés dans le secteur de l'énergie éolienne en mer, grâce au développement de 6 000 MW; la majeure partie de ces emplois se situe dans des régions rurales ou isolées<sup>41</sup>.

L'étude macroéconomique commandée pour le programme EF et énergie n'a pas été en mesure de quantifier les conséquences sur l'emploi des politiques proposées dans les études de cas. Elle est toutefois parvenue à la conclusion que dans l'ensemble les effets macroéconomiques des instruments proposés sont négligeables dans une perspective nationale.

Les autres données canadiennes sur les possibilités offertes par les trois technologies étudiées en matière d'emploi sont limitées. Une récente évaluation des conséquences sur l'emploi de la mise en valeur au Canada des sources d'électricité renouvelable à faible impact, qui a été commandée par la Clean Air Renewable Energy Coalition, a conclu que :

*L'exploitation des sources d'électricité renouvelables à faible incidence emploie actuellement six personnes en moyenne par 10 MW de capacité. Si le gouvernement fédéral encourageait l'exploitation de ces sources en donnant aux producteurs d'électricité 1 cent du kilowattheure, ces derniers pourraient créer [un nombre d'emploi important].*

*[Traduction] La Clean Air Renewable Electricity Coalition a indiqué qu'il était possible, au Canada, d'augmenter la capacité de production d'électricité de source renouvelable à faible incidence à 31 875 MW entre 2004 et 2020. En fonction des hypothèses utilisées, la mise sur pied et l'exploitation de cette capacité créeraient entre 12 700 et 26 900 emplois d'ici à 2015, et ces emplois seraient maintenus jusqu'en 2020<sup>42</sup>.*

Quatre-vingt-dix-neuf pour cent de ces emplois seraient répartis également entre les installations d'éoliennes côtières, de centrales hydroélectriques au fil de l'eau et de production d'énergie à partir de la biomasse. Avec le temps, les emplois évolueraient graduellement pour délaisser les secteurs de la fabrication et de la mise au point, au profit de ceux de l'exploitation et de la gestion. En 2020, 54 p. cent de ces emplois auraient pour but d'assurer le fonctionnement des installations existantes. Les possibilités d'emploi dans la production d'électricité renouvelable à faible incidence sur l'environnement sont égales ou supérieures à celles de la production d'électricité à partir des combustibles fossiles<sup>43</sup>.

Les sources d'énergie renouvelables offrent des possibilités d'emploi dans les régions rurales et éloignées, notamment les communautés des Premières nations; et les emplois reliés au secteur de l'efficacité énergétique sont répartis dans l'ensemble des régions du pays. Les recherches réalisées par l'OCDE confirment que les secteurs classiques de l'offre en énergie tendent à concentrer les emplois dans les sites ou régions centralisées ou dans les services bancaires, commerciaux et autres regroupés dans les régions à forte densité de population. Les investissements dans l'efficacité énergétique sont au contraire plus souvent dirigés vers les petites et moyennes entreprises et ils ont tendance à stimuler un emploi qui est plus dispersé aux plans géographique et sectoriel, du moins pendant un certain temps. Par conséquent, la distribution régionale des emplois nets générés par ces types d'investissements est plus équitable; il s'agit là d'un avantage commun pour les régions peu développées et celles qui connaissent un taux de chômage élevé<sup>44</sup>.

### **3.1.8 Innover et mettre en valeur les industries secondaires à valeur ajoutée et à forte composante de propriété intellectuelle**

Les technologies émergentes de l'énergie à faible intensité carbonique constituent une composante logique d'une stratégie d'innovation. Cette constatation a été réalisée au cours du Sommet national sur l'innovation et l'apprentissage du mois de novembre 2002, où des débats particuliers sur l'environnement, l'énergie propre et l'écoefficacité ont permis d'établir une forte corrélation<sup>45</sup>. Le leadership canadien dans les nouvelles industries axées sur le savoir — piles à combustible à hydrogène ou séquestration du carbone — peut constituer un complément aux exportations du secteur de l'énergie fondé sur les ressources afin de diversifier l'économie canadienne.

#### **3.1.9 Maintien de la compétitivité canadienne**

Les marchés internationaux sont en pleine évolution. Même si la demande en produits et en technologies liée aux sources d'énergie classiques va se maintenir et croître, les marchés s'intéressent de plus en plus aux répercussions environnementales de la production et privilégient les nouvelles offres qui respectent davantage l'environnement et satisfont les mêmes besoins. Une stratégie à long terme d'atténuation des émissions de carbone constitue une réponse anticipée à deux égards : (1) elle assure l'acceptation continue des matières premières canadiennes classiques — pétrole brut lourd tiré des sables bitumineux, énergie électrique ou minéraux — par les marchés internationaux; et (2) elle permet au Canada de se positionner pour participer à des nouveaux secteurs de croissance comme la fabrication de véhicules à hydrogène. L'amélioration de l'efficacité énergétique dans l'industrie permettrait aussi de rehausser la productivité des entreprises canadiennes.

### **3.2 RAISONS POUR LESQUELLES LA RÉDUCTION À LONG TERME DES ÉMISSIONS DE CARBONE NE SAURAIT ÊTRE UN OBJECTIF IMPLICITE OU SECONDAIRE**

Les opinions divergent sur la place qu'il convient de réserver à la réduction à long terme des émissions de carbone dans une stratégie de l'énergie. Il est clair, cependant, qu'on ne peut simplement présumer qu'une réduction ne se concrétisera que comme des effets implicites et secondaires d'autres politiques. Ce point est important parce le débat politique actuel tend souvent à considérer qu'il existe une substituabilité inhérente entre les initiatives durables en matière d'énergie — celles portant sur l'efficacité énergétique, la mise en valeur des énergies renouvelables ou la mise au point des technologies à l'hydrogène, et celles visant l'atténuation du carbone. Cette hypothèse peut ne pas se vérifier. Les

résultats de nos études de cas sur lesquels ce rapport est fondé révèlent en effet les points suivants :

- Les tentatives d'amélioration de l'efficacité énergétique dans l'industrie peuvent parfois augmenter la production de l'intensité des gaz à effet de serre. Par exemple, une chaudière au charbon est plus efficace qu'une chaudière au bois ou même qu'une autre au gaz naturel (selon la qualité du charbon). Toutefois, en augmentant l'efficacité énergétique par le recours à une chaudière au charbon au lieu des autres options, on obtiendrait davantage d'émissions de carbone. (En corollaire, concentrer les efforts uniquement sur l'efficacité carbonique du secteur industriel pourrait avoir pour effet de favoriser le recours à des techniques comme la séquestration du carbone, ce qui ferait augmenter la consommation d'énergie).
- Mettre uniquement l'accent sur la maximisation de la production d'énergie à partir des technologies émergentes de l'électricité renouvelable équivaldrait à négliger les deux autres facteurs de détermination de l'intensité carbonique du marché de l'électricité : l'intensité carbonique de la production d'électricité à partir des combustibles fossiles et la demande totale d'électricité.
- L'intensité carbonique des combustibles à l'hydrogène dépend de leur principale source d'énergie. Les technologies de production d'hydrogène qui ont recours à l'électricité comme source de carburant, comme les électrolyseurs, peuvent faire augmenter les émissions de gaz à effet de serre si la quantité marginale d'électricité utilisée pour produire l'hydrogène provient d'une source d'énergie à plus forte intensité carbonique (p. ex. le gaz naturel) que la charge de base. Par conséquent, le recours à une approche favorisant la « diversité » sans discernement, en matière de sources principales d'énergie et de technologies de production des combustibles à hydrogène, pourrait orienter vers des filières où l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre est favorisée. Les technologies de captage et de séquestration du carbone, qui en sont au stade de la mise au point, constitueraient une technologie connexe susceptible de régler ce problème. Cependant, l'introduction de cette technologie d'atténuation se ferait au détriment de l'équilibre énergétique des combustibles à hydrogène.

Par conséquent, la principale leçon découlant des études de cas est que la poursuite d'autres objectifs dans le cadre d'une stratégie énergétique durable, sans prévoir un objectif particulier de réduction à long terme des émissions de carbone, pourrait entraîner des répercussions arbitraires sur le plan des émissions.

## 4. LES INSTRUMENTS ÉCONOMIQUES VISANT LA RÉDUCTION À LONG TERME DES ÉMISSIONS DE CARBONE ET L'ÉVOLUTION DES TECHNOLOGIES

### 4.1 INSTRUMENTS ÉCONOMIQUES ET PLAN DU CANADA SUR LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES

La politique sur les changements climatiques dans ce pays a, en grande partie, été mise en œuvre par des programmes volontaires et des instruments de dépenses. Cependant, l'expérience a montré toute les faiblesses de cette méthode : les mesures volontaires ne permettront pas de remplir les objectifs du Canada en vertu du Protocole de Kyoto, et les dépenses de réduction par tonne se sont révélées coûteuses en raison du fait que les subventions profitent aussi bien aux intervenants qui auraient réduit leurs émissions sans assistance financière, qu'à ceux qui avaient besoin de cet incitatif.

Cette réalité souligne une question qui laisse perplexe : si les instruments économiques sont en apparence si efficaces et efficaces, pourquoi n'occupent-ils pas une place plus importante dans la stratégie nationale du Canada relative aux changements climatiques? En outre, dans le contexte restreint du régime fiscal, peut-on se permettre de ne pas adopter les mesures qui semblent le plus prometteuses en matière de réduction des émissions de carbone?

#### 4.1.1 Un Plan fragmentaire

Le Plan du Canada sur les changements climatiques (PCCC) de novembre 2002 réunit de multiples initiatives de petite envergure — jusqu'à aujourd'hui, plus de 90 programmes fédéraux et provinciaux. Il s'en suit que le fardeau et les bénéfices ont été répartis entre les régions et les secteurs, mais que les résultats ont été parcellaires et les coûts administratifs sont élevés<sup>46</sup>.

Si le Canada continue de suivre ce modèle fragmentaire plutôt qu'un plan composé d'éléments qui sont à la fois moins nombreux, plus rigoureux et innovateurs, il risque d'accuser un sérieux retard dans la course à l'atténuation des changements climatiques; il sera davantage en demande de politiques et de technologies dans le secteur des énergies renouvelables, avec toutes les préoccupations sur le plan de la compétitivité que cela suppose.

#### 4.1.2 Une approche largement volontaire

Le PCCC est très largement fondé sur une stratégie qui privilégie l'information, la pression morale et le libre arbitre<sup>47</sup>. Le système d'échange de droits d'émissions intérieurs pour les grands émetteurs finaux constitue la principale exception à cette approche en grande partie volontaire choisie par le Canada; le sentiment selon lequel ce programme permettra d'atteindre une véritable réduction des émissions est largement répandu. Des programmes de subvention ciblés existent aussi, mais les autres sources d'émissions demeurent encore principalement visées par des moyens faisant appel à la volonté.

Les évaluations de l'efficacité environnementale des initiatives volontaires n'ont pas donné de résultats concluants. Fait surprenant, l'efficacité économique de ces initiatives s'est aussi révélée, dans l'ensemble, faible<sup>48</sup>, en raison des coûts administratifs et de la forte proportion d'intervenants qui choisissent de ne rien faire. Ces deux facteurs peuvent, dans une certaine mesure, être maîtrisés par l'application de critères d'utilisation rigoureux et en veillant à ce que la conception des mesures volontaires soit solide<sup>49</sup>.

Les raisons possibles du recours actuel aux approches volontaires, faisant appel à la pression morale, sont présentées ci-dessous :

- L'infrastructure de connaissances et d'information nécessaire à la gestion et à la surveillance des instruments économiques et d'autres systèmes de réglementation est importante et complexe. Il faut donc prévoir beaucoup de temps pour la concevoir et la mettre en œuvre.
- L'objectif visé par le PCCC est de « réduire les émissions de gaz à effet de serre de la manière la plus rentable possible ». Il explique donc la tendance à préférer des instruments stratégiques à faibles coûts ou aux coûts les plus faibles pour les entreprises. Les programmes volontaires et les instruments de dépenses sont ceux qui remplissent le mieux cette mission. L'objectif du PCCC reflète les priorités en matière de compétitivité qui ont présidé aux considérations sur l'effectivité.
- La préoccupation au sujet de la compétitivité explique aussi la réticence des responsables des politiques à utiliser des instruments qui fixent un prix aux émissions (que ce soit par le truchement d'un impôt ou d'un système de permis négociables); le sentiment qui prévaut est que ce type d'instruments est susceptible de heurter la compétitivité de l'industrie canadienne, en particulier en l'absence d'un signal de prix équivalent sur le marché américain. L'échelle et l'ampleur d'un tel effet relèvent toutefois du domaine de l'inconnu.

- Un autre facteur clé en matière de conception des instruments stratégiques a trait à la gestion des relations entre le fédéral et les provinces dans un domaine de compétence contestée. Le leadership exercé par le fédéral en matière d'initiatives volontaires et sa volonté de subventionner des instruments de dépenses se heurtent à une résistance moindre de la part des provinces que les mesures réglementaires (y compris diverses redevances sur les émissions et la réglementation axée sur le marché).

Ces remarques ne signifient nullement qu'il n'y a aucune place pour les initiatives volontaires dans la gestion des questions environnementales. Cependant, il vaut mieux entreprendre les initiatives volontaires à un stade précoce et d'apprentissage du processus de gestion de la question environnementale. Cette étape a été dépassée en ce qui concerne la gestion des émissions de gaz à effet de serre.

#### 4.1.3 *Projet vert*

Le Projet vert est constitué d'une série de politiques et de programmes mis en place par le gouvernement fédéral qui vise à soutenir un environnement durable et une économie plus concurrentielle. Les bases du Projet vert ont été jetées par le discours du Trône du mois d'octobre 2004 et le budget de 2005. Lancé le 13 avril 2005, le programme *Aller de l'avant pour contrer les changements climatiques : un Plan pour honorer notre engagement de Kyoto*, constitue le premier volet du Projet vert.

## 4.2 EFFETS MACROÉCONOMIQUES D'UNE POLITIQUE FISCALE VISANT À PROMOUVOIR LA RÉDUCTION À LONG TERME DES ÉMISSIONS DE CARBONE

La discussion qui suit présente un examen qualitatif des résultats d'autres études de cas ayant tenté de quantifier les effets macroéconomiques des politiques sur le changement climatique et l'énergie, en mettant plus particulièrement l'accent sur des politiques ciblées. L'examen est surtout limité à des études qui ont eu lieu dans les pays développés et, notamment, aux études du contexte canadien comme celles réalisées entre 1998 et 2003 par le Groupe d'analyse et de modélisation (GAM) du Processus national sur le changement climatique du Canada (PNCC)<sup>50</sup>.

### 4.2.1 *Qu'entend-on par effets macroéconomiques?*

Les effets macroéconomiques désignent les conséquences d'une politique à l'échelle de l'économie toute entière (c.-à-d. les changements directs et indirects des prix et de la production dans tous les secteurs de l'économie), suscités par les effets d'entraînement en aval et en amont entre les secteurs et les marchés. Le fait de faciliter ces effets dynamiques à l'échelle de l'économie peut augmenter ou décroître les coûts d'ensemble (et les bénéfices) des politiques sur les changements climatiques et l'énergie.

L'une des mesures les plus complètes et courantes de l'effet macroéconomique d'une politique est la variation procentuelle du produit intérieur brut (PIB) réel par rapport à un scénario de référence ou de maintien du *statu quo* (SQ) dans lequel aucune politique n'a été adoptée. En tant qu'indicateur d'effets à long terme et du bien-être de la société, le PIB présente toutefois certains inconvénients :

- il ne reflète pas les changements opérés sur le plan des produits non marchands et des services comme la qualité des biens, les bienfaits environnementaux et les loisirs;
- les changements au PIB réel peuvent aussi cacher les effets distributifs (c.-à-d. les différences dans l'incidence des coûts et des avantages) entre les différents secteurs, régions, entreprises et individus;
- les conséquences à long terme sur le PIB sont difficiles à prévoir, et elles dépendent de nombreuses hypothèses différentes et controversées comme le rythme des changements technologiques en présence ou en l'absence d'une politique.

C'est pour toutes ces raisons que de nombreuses études d'impact rapportent des effets sur la croissance du PIB à court et à long termes, ainsi que les conséquences et effets distributifs sur des déterminants particuliers de la croissance à long terme ou des changements structurels, comme le rythme des changements technologiques (innovation) et la compétitivité. Certaines études examinent aussi d'autres coûts et avantages indépendants du marché comme les effets sur la qualité de l'air local, des politiques en matière d'énergie ou de carbone.

### 4.2.2 *Évaluation des effets macroéconomiques : pas si simple !*

Les effets macroéconomiques des politiques en matière d'énergie et de gaz à effet de serre sont très incertains. Les études d'impact réalisées après la mise en œuvre d'une politique sont compliquées par la difficulté de discerner les effets de celle-ci parmi les changements opérés par une multitude d'autres facteurs affectant l'économie dans son ensemble. Évaluer les effets macroéconomiques d'une politique avant sa mise en œuvre est un processus exigeant des modèles complexes et de nombreuses hypothèses.

Il existe toute une variété de modèles concurrents d'évaluation des effets macroéconomiques, et les résultats varient selon les modèles employés en fonction de la structure des modèles en question et des hypothèses de départ. En appliquant un même modèle, l'ampleur et la durée des effets macroéconomiques découlant du même groupe de politiques peuvent aussi varier selon les économies et le facteur temps, en raison des différences

## Le Projet vert récemment rendu public renferme l'information suivante sur le système des grands émetteurs finaux (GEF) :

Le système des GEF a pour but d'obtenir des réductions d'émissions par les grands émetteurs du Canada issus des secteurs des mines, de la fabrication, du pétrole et du gaz, et de l'électricité thermique. Ces secteurs sont responsables d'une grande partie des émissions de GES au Canada — puisqu'ils produisent à peine moins de 50 p. cent des émissions totales de GES. Le système des GEF couvrira environ 700 sociétés ayant des activités au Canada; de 80 à 90 d'entre elles comptent pour environ 85 p. cent des émissions de GES produites par les GEF.

Le système que l'on s'apprête à mettre en place respecte tous les engagements pris au préalable concernant le système des GEF, notamment celui voulant que le coût de conformité de l'industrie ne dépasse pas 15 \$ la tonne de CO<sub>2</sub>e. Des mécanismes appropriés seront mis en œuvre pour respecter l'engagement de plafonner les prix.

La cible globale qui a été fixée pour les GEF est une réduction annuelle de 45 Mt au cours de la période d'engagement de Kyoto de 2008-2012. La cible de 45 Mt est fondée sur un niveau de référence de maintien du statu quo (MSQ) auquel on a apporté des améliorations méthodologiques au volet de l'électricité.

Les GEF disposeront d'un certain nombre d'options pour se conformer :

- L'investissement dans les réductions internes. Il s'agira probablement de la première priorité des GEF puisqu'il leur permet d'investir dans leurs 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;

- L'achat de réductions d'émissions auprès d'autres GEF ayant dépassé leur cible.
- L'investissement dans des crédits compensatoires intérieurs (crédits attestant qu'une réduction ou un stockage d'émissions a réellement eu lieu à l'extérieur du système des GEF — ces crédits peuvent être achetés par les GEF ou utilisés pour se conformer à leurs obligations);
- L'achat de crédits internationaux, pourvu qu'ils représentent des réductions d'émissions vérifiées — c'est-à-dire que seulement des crédits internationaux « écologisés » seront reconnus à des fins de conformité au Canada. L'investissement dans des crédits internationaux pourrait être lié aux ventes de technologie canadienne; de plus, il permet aux GEF d'acquérir de l'expérience sur un marché d'échanges internationaux susceptibles d'acquérir de plus en plus d'importance avec le temps.

Outre ces options, les GEF pourraient investir dans le développement technologique et utiliser ces investissements à des fins de conformité. Un projet de loi a été déposé à la Chambre des communes afin de créer un Fonds d'investissement technologique pour la lutte aux gaz à effet de serre. Le Fonds appuierait le développement et le déploiement d'innovations technologiques canadiennes pouvant réduire les émissions de GES. Pour l'essentiel, les investissements dans le Fonds ne donneraient lieu à des réductions d'émissions qu'après la période de référence de Kyoto de 2008-2012. Il faut cependant offrir aux GEF ce choix de conformité supplémentaire afin de promouvoir l'investissement dans la technologie canadienne et de faciliter le changement transformateur à long terme du Canada.

Il existe toute une variété de modèles concurrents d'évaluation des effets macroéconomiques, et les résultats varient selon les modèles employés en fonction de la structure des modèles en question et des hypothèses de départ. En appliquant un même modèle, l'ampleur et la durée des effets macroéconomiques découlant du même groupe de politiques peuvent aussi varier selon les économies et le facteur temps, en raison des différences qui existent entre les divers facteurs incluant les dotations initiales de ressources, la structure économique, ainsi que la main-d'œuvre et les marchés financiers.

Peu importe le modèle ou l'approche suivie pour la modélisation, les évaluations précises et quantitatives des effets macroéconomiques exigent souvent beaucoup de ressources et de temps. Qui plus est, de nombreux modèles servant à mesurer les effets macroéconomiques sont trop généraux pour cerner l'incidence de politiques de plus petite envergure, plus ciblées (c.-à-d. les instruments stratégiques visant certains secteurs et technologies), et ils ne renseignent pas nécessairement bien les responsables des politiques sur les effets macroéconomiques ou les dynamiques à longue échéance. Concrètement, la conception et l'analyse des politiques ciblées peuvent tirer profit du recours à des approches qualitatives comme de simples techniques de sélection ou une analyse empirique afin de prévoir les effets macroéconomiques éventuels.

#### **4.2.3 Que suggèrent les études récentes sur les effets macroéconomiques des politiques fiscales sur le carbone?**

Il existe des centaines d'estimations des coûts et des avantages de la protection de l'environnement. Au cours des dernières années, une analyse considérable a été centrée sur les coûts (et dans certains cas les avantages) inhérents à l'atteinte des objectifs de réduction des émissions en vertu du Protocole de Kyoto. Un grand nombre de ces analyses envisagent l'application d'instruments de prix ou de quantité (c.-à-d. taxes ou permis négociables) sur l'ensemble de l'économie afin d'encourager la combinaison d'investissements au moindre coût susceptible d'atteindre l'objectif voulu. Quelques-unes examinent des instruments davantage ciblés sur un secteur ou une technologie en particulier. Dans tous les cas, les effets macroéconomiques des instruments fiscaux liés aux émissions de gaz à effet de serre et à l'énergie, sont encore très incertains et controversés.

En l'an 2000, le Groupe d'analyse et de modélisation (GAM) du PCCC a réalisé une analyse macroéconomique des conséquences des solutions de réduction des gaz à effet de serre à l'échelle nationale et provinciale. Cette analyse a montré que, en fonction des hypothèses sur les coûts microéconomiques et les actions entreprises au niveau international, la satisfaction de l'objectif de Kyoto entraînerait une baisse du PIB réel de 0 à 3 p. cent d'ici à 2010 (soit l'équivalent d'une récession d'une année) si toutes les politiques requises sont mises en œuvre d'ici à

2000. En dépit d'une faible augmentation de l'activité à court terme qui est due à l'accroissement des dépenses en capital, le PIB décline après quelques années en raison de la hausse des coûts de production, de la baisse de la productivité, des effets sur le commerce et de la diminution des revenus disponibles. À l'échelle de la province, les incidences se situent en général à 1,5 p. cent de la moyenne nationale. Toutefois, les effets relatifs à l'égard de chaque province varient en fonction de la voie empruntée pour opérer la réduction. Si le Canada agit seul, ce sont la Saskatchewan et l'Ontario qui seront le plus négativement affectées. Dans l'hypothèse d'une action entreprise au niveau international, ce sont l'Alberta, la Saskatchewan et le Nouveau-Brunswick qui seront le plus touchées.

L'analyse du GAM a également montré que si le Canada agissait de manière unilatérale pour atteindre l'objectif de Kyoto, le coût marginal de la réduction en 2010 pourrait varier de 40 à 120 \$ la tonne. Si les coûts étaient incorporés dans les prix de l'énergie, les prix de l'essence augmenteraient de 13 à 35 p. cent, les prix du gaz naturel (pour consommation résidentielle) de 30 à 75 p. cent et les prix du charbon de 300 à 800 p. cent. L'incidence sur les prix de l'électricité varie beaucoup selon les régions en fonction des sources d'approvisionnement et du régime tarifaire qui prévalent. En simulant certains niveaux de coûts moyens, les augmentations de prix varient entre un maigre 2 p. cent au Québec et presque 84 p. cent en Alberta<sup>51</sup>.

En général, les coûts macroéconomiques cumulés des divers instruments proposés dans les études de cas de la TRNEE sont sensiblement plus faibles que les prévisions du GAM. Les raisons sont triples.

- Dans la plupart des cas, les coûts marginaux liés à la réduction des émissions dans les études de cas sont plus faibles que ceux simulés par le GAM pour atteindre l'objectif de Kyoto;
- La réduction totale des émissions d'ici à 2010, même sans ajustement réalisé afin de tenir compte des possibles doubles-comptes parmi les études de cas (p. ex. les études de cas portant sur les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique incluent la réduction dans le secteur de l'électricité) est de 3 à 10 fois plus faibles dans les études de cas que celles simulées par le GAM.
- Même dans le cas d'instruments comme les prix des émissions, l'incidence évaluée sur l'énergie et d'autres prix de produits se révèle plus faible que celle estimée par le GAM, ce qui suggère des rétroactions de la demande plus limitées

L'analyse du GAM appuie fortement la thèse selon laquelle il serait possible de faire baisser les coûts en délaissant les cibles de réduction par secteur pour adopter des objectifs à l'échelle de l'économie. Cette stratégie permettrait une convergence transsectorielle des coûts marginaux. Il est



aussi démontré que les objectifs de réduction axés sur un secteur ne distribuent pas le fardeau plus uniformément dans l'ensemble du pays. L'analyse suggère aussi que la conception d'instruments comme les permis négociables peut grandement influencer sur les effets distributifs.

Les études réalisées dans d'autres pays ont donné des résultats aux effets semblables. Toutefois, il n'existe aucune corrélation stricte entre le prix du carbone requis pour atteindre une certaine cible de réduction des émissions et la baisse du PIB enregistrée par un pays. Par exemple, les taxes sur le carbone sont plus élevées au Japon qu'aux États-Unis mais l'impact sur le PIB est plus faible au Japon qu'aux États-Unis. Ce résultat peut être expliqué en partie par les différences préexistantes sur le plan de l'approvisionnement en énergie, la structure de l'économie et le régime fiscal. Par exemple, dans un pays qui a davantage recours aux énergies renouvelables et se spécialise dans le secteur industriel peu gourmand en énergie, il faudra fixer un prix du carbone plus élevé pour atteindre un objectif donné, mais l'impact global sur la production sera plus faible. Toutefois, en l'occurrence, il est vraisemblable que le fardeau de réduction des émissions n'incombe qu'à un petit nombre de secteurs. L'incidence macroéconomique peut parfois être positive pour les pays à titre individuel faisant partie d'un cadre de mise en œuvre international. Qui plus est, l'incidence est souvent non linéaire, ce qui veut dire que l'effet sur le PIB peut augmenter plus ou moins rapidement par rapport à la hausse des prix du carbone ou de la valeur des permis.

### **4.3 CONSTATATIONS GÉNÉRALES : LE RECOURS AUX INSTRUMENTS ÉCONOMIQUES POUR FAVORISER LA RÉDUCTION À LONG TERME DES ÉMISSIONS DE CARBONE ET L'ÉVOLUTION DES TECHNOLOGIES**

Les instruments économiques (notamment les redevances, permis négociables, mesures fiscales et programmes de dépenses publiques) constituent un outil privilégié de réduction des émissions en raison de l'envergure et de la diversité des sources d'émissions des gaz à effet de serre.

D'autres outils comme la réglementation, les obligations d'information et les programmes éducatifs ont aussi un rôle important à jouer, mais ils dépassaient le cadre de ce programme. L'efficacité et l'efficacité des instruments économiques devraient toujours être vérifiées par rapport à d'autres solutions comme les mesures réglementaires ou volontaires rigoureuses. De nombreux experts estiment que les approches fondées sur la réglementation sont d'autant plus efficaces et efficaces qu'elles visent des applications non industrielles, à faible intensité. Il s'agit notamment des codes de construction, des normes visant les électroménagers et celles visant l'efficacité énergétique des automobiles. En outre, pour être efficaces, les instruments

économiques ont souvent besoin d'être complétés par d'autres mesures stratégiques. Par exemple, l'accès aux réseaux de transport d'énergie électrique est essentiel à la mise en valeur des énergies renouvelables.

#### **4.3.1 Introduction aux instruments économiques**

Les instruments économiques peuvent être regroupés en trois grandes catégories en fonction de leur incidence sur les finances publiques :

- 1** *Les instruments d'accroissement des recettes* comme les taxes et les permis vendus aux enchères ont pour effet d'augmenter le coût relatif des technologies et des produits à forte intensité d'émissions. En plus de fournir des recettes au gouvernement, ces instruments créent un incitatif continu à l'innovation visant à améliorer l'efficacité des émissions ou à passer à des substituts moins polluants.
- 2** *Les instruments sans incidence sur le budget* augmentent le coût relatif des technologies ou produits à forte intensité d'émissions ou énergivores, sans générer toutefois de recettes pour le gouvernement. Cette catégorie comprend la réglementation axée sur le marché qui oblige les entreprises à respecter certaines normes tout en les autorisant à négocier avec d'autres parties afin de respecter cet engagement. Les instruments sans incidence sur le budget peuvent cibler la technologie (p. ex. une norme de pourcentage d'énergie renouvelable dans les portefeuilles ou la Norme d'émissions pour les véhicules (*Vehicle Emission Standard*) de la Californie) ou le rendement (p. ex. le système d'échange de droits d'émissions intérieurs pour les GEF mentionné auparavant).
- 3** *Les instruments de dépense*, comme les subventions et d'autres incitatifs, réduisent le coût relatif des technologies et des produits moins polluants ou moins énergivores, renforçant ainsi leur compétitivité par rapport aux technologies en place. Les subventions peuvent agir sur les décisions actuelles (p. ex. amortissement accéléré à des fins fiscales ou programmes de rabais). Elles peuvent aussi cibler la compétitivité à long terme sur le plan des coûts en finançant la recherche dans le domaine des nouvelles technologies ainsi que la mise au point et la commercialisation de celles-ci. Pour financer ces subventions, les gouvernements doivent augmenter d'autres impôts ou réduire d'autres dépenses.

Une autre manière d'envisager les instruments économiques est de les regrouper selon leur champ d'application : ont-ils une portée générale consistant à envoyer des signaux dans l'ensemble de l'économie et à laisser le marché déterminer la nature de la réponse à leur apporter? Ou sont-ils plutôt ciblés sur un secteur, une technologie ou des actions en particulier? Cette perspective sera expliquée davantage ci-après.

Quelques principes généraux s'appliquent à la conception des instruments économiques quels qu'ils soient :

- des politiques fiscales planifiées, progressives, continues et bien conçues coûtent en général moins cher;
- tout bien considéré, les instruments généraux qui laissent une plus grande marge de manœuvre quant au type de réponse voulu, sont d'habitude moins dispendieux que les instruments plus ciblés ou normatifs destinés à obtenir la même réduction;
- les instruments qui visent à inciter les entreprises et les foyers à investir dans du matériel ou des procédés plus efficaces (lorsqu'ils ont besoin de remplacer leur matériel existant ou envisagent d'en acheter du nouveau), sont moins coûteux que les instruments qui les obligent à accélérer le remplacement de leurs immobilisations;
- les instruments qui évitent le transfert de richesses entre certaines parties et/ou régions, tendent à bénéficier davantage de l'appui de l'opinion publique. (p. ex. en l'absence de mesures ciblées de recyclage des recettes ou de transition, une redevance sur le carbone aurait pour effet de transférer les richesses des régions fortement consommatrices de combustibles fossiles vers celles qui possèdent des ressources en hydroélectricité).

La nature et l'ampleur d'une incidence économique varient selon les instruments utilisés même s'il se peut que le résultat environnemental soit le même. En outre, il est tout à fait possible d'atténuer les effets et d'améliorer l'efficacité en concevant soigneusement les instruments particuliers. Souvent des compromis devront être trouvés entre le désir de minimiser les coûts globaux et de poursuivre d'autres objectifs comme minimiser l'incidence distributive.

Au moment de l'élaboration d'une série d'instruments, il est important d'envisager les interactions entre les différentes politiques et leurs répercussions sur les résultats escomptés. Un autre facteur clé à prendre en compte dans la conception de mesures est la mise en œuvre par étapes — à la fois pour réduire les coûts en permettant aux adaptations de suivre le ratio de rotation naturel des parcs d'immobilisations de longue durée et de modeler l'instrument fiscal selon le stade de développement auquel se trouve la technologie (voir la Section 5).

#### 4.3.2 Application de mesures générales

La question de savoir s'il convient d'utiliser des signaux de prix généraux (redevances sur les émissions comme les taxes et des permis négociables généraux) pour obtenir des objectifs environnementaux est un vieux débat (certains diraient qu'il est dépassé). Au Canada, les positions sur ce sujet sont bien ancrées et les politiciens s'y intéressent peu. Pourtant l'expérience des autres juridictions offre de nombreux exemples de méthodes

innovatrices de mise en œuvre de redevances environnementales — comment concevoir ces signaux de prix afin d'assurer un certain niveau d'efficacité (la mesure dans laquelle l'instrument atteindra son objectif écologique) et d'efficience (la mesure dans laquelle l'objectif écologique sera atteint moyennant les coûts marginaux les plus faibles possible), de minimiser les inquiétudes au sujet de la compétitivité (à l'échelle des entreprises, de l'industrie, d'un secteur et/ou du pays lui-même) et d'assurer une certaine équité distributive (les effets de l'instrument à travers les secteurs, les régions, les individus et les générations)<sup>52</sup>.

Pour évaluer les effets des mesures générales, il est essentiel d'établir une comparaison entre les instruments stratégiques donnant les mêmes résultats environnementaux. Dans ce contexte, les grands avantages découlant des redevances sur les émissions se révèlent être une amélioration de l'efficience en matière de répartition des coûts liés à la réduction des émissions et la création d'incitatifs à une amélioration continue. Le principal intérêt des mesures générales est qu'elles sont neutres sur le plan du choix de technologies, laissant aux parties concernées la liberté de réagir comme elles l'entendent. Comme ces instruments sont axés sur le rendement, ils évitent l'écueil de la sélection de gagnants et ils permettent plutôt aux meilleurs d'émerger naturellement grâce aux améliorations et à l'innovation réalisées de manière continue. S'il y a amélioration et innovation, c'est qu'il est toujours dans l'intérêt d'une partie de réduire les coûts marginaux liés à la réduction des émissions. Cependant, il est impossible de prévoir précisément la réponse à un signal de prix, de sorte que cet instrument ne garantit aucunement l'atteinte d'un objectif particulier de réduction des émissions.

Ces instruments ont l'incidence la plus grande sur les prix du marché. Ils affectent surtout certains secteurs ou certaines régions énergivores, et selon la façon dont ils sont conçus, tendent à avoir des effets disproportionnés sur les ménages à faible revenu. Toutefois les répercussions sur les coûts et l'incidence distributive peuvent être grandement atténués par le truchement de politiques de recyclage des recettes. Par exemple, il est possible de diminuer les coûts en faisant baisser ou en supprimant d'autres impôts qui ont pour effet de ralentir l'activité économique. Par ailleurs, des politiques plus ciblées de recyclage des recettes peuvent être utilisées afin d'atténuer l'incidence sur des catégories de revenus, des secteurs et des régions en particulier de l'économie. Les mécanismes de recyclage doivent être soigneusement conçus afin d'établir un équilibre entre les divers objectifs, comme la protection des investissements du passé, tout en stimulant de nouveaux investissements et en encourageant à longue échéance les changements technologiques souhaitables. Les mécanismes de recyclage doivent aussi être conçus minutieusement afin de minimiser les bénéfices inattendus découlant de la politique.

L'incidence de ces instruments sur la compétitivité des différents secteurs de l'économie dépend de leur consommation d'énergie et de leur position sur le marché. La compétitivité est une notion complexe qui repose sur de nombreux facteurs interdépendants liés aux prix ou non, comme les taux d'imposition généraux, les salaires, les niveaux de productivité, la disponibilité des ressources, la proximité des marchés, les activités innovatrices et les taux de change. Les effets marginaux de nombreuses politiques existantes en matière d'énergie et d'environnement sont faibles comparativement à ceux d'autres facteurs. Toutefois, les politiques de réduction des émissions gaz à effet de serre auraient beaucoup plus d'impact si l'on exigeait une réduction importante et rapide.

Lors de l'application de mesures générales, il convient de noter que les fluctuations importantes des prix du marché pour l'énergie, comme celles qui ont été constatées au cours des dernières années, éclipsaient probablement la plupart des signaux transmis par la politique. Ces fluctuations déterminent davantage le choix de carburants et de technologies. Cependant, le remplacement des carburants peut parfois mener à recourir à des combustibles à plus forte intensité carbonique; par conséquent, un tel signal de prix du marché ne devrait pas être envisagé comme un substitut à une mesure stratégique, si l'on se place dans une perspective de réduction à long terme des émissions de carbone.

Sur le plan des principes, les participants au programme EF et énergie ont reconnu que les signaux de prix généraux (p. ex. les redevances sur les émissions comme des taxes ou des permis négociables) accompagnés de mesures d'allègement ciblées, constituaient la meilleure combinaison — en termes d'efficacité et d'efficience — propre à stimuler la réduction à long terme des émissions de carbone. Ces instruments augmentent le coût relatif des technologies et des produits à forte intensité d'émissions, créant ainsi un stimulant continu à l'innovation visant à améliorer l'efficacité des émissions ou à passer à des substituts moins polluants. Des mesures générales susciteront la réaction la plus immédiate de la part des technologies éprouvées, mais appliquées d'une manière prévisible et continue, elles favorisent aussi la pénétration progressive des technologies émergentes et l'investissement dans la mise au point de nouvelles techniques. Ces mesures ont été considérées comme une meilleure solution que la panoplie de mesures réglementaires ou de normes individuelles, complexes et potentiellement arbitraires, qui était aussi envisageable.

Cependant, en pratique au Canada, les signaux de prix généraux n'ont quasiment pas fait l'objet d'un débat réfléchi et encore moins d'une mise en œuvre et ce, pour les raisons résumées ci-après :

- Les signaux de prix généraux touchent surtout les secteurs ou régions énergivores et, en fonction de la

façon dont ils sont conçus, tendent à avoir des effets disproportionnés sur les ménages à faible revenu, d'où leur impopularité dans le contexte politique canadien. Toutefois, l'expérience internationale a essayé de nombreuses méthodes destinées à atténuer ces effets distributifs.

- Certaines inquiétudes liées à la compétitivité internationale militent contre l'imposition d'un signal de prix, en particulier dans les secteurs axés sur les ressources naturelles où le prix du marché est établi à l'échelle internationale (comme le pétrole) et qui ne sont pas en mesure de transférer les coûts inhérents à cette mesure. En principe, le recyclage des recettes peut atténuer les répercussions en matière de compétitivité, mais on ne dispose d'aucune expérience concrète sur ce point, hormis le programme instaurant un droit pour le changement climatique (*Climate Change Levy*) du Royaume-Uni. Même si la compétitivité est depuis toujours un sujet de préoccupation sérieux influençant la politique gouvernementale au Canada, l'étude de cas sur l'efficacité énergétique dans l'industrie suggère que cette inquiétude pourrait être exagérée. La modélisation réalisée dans le cadre de cette étude a examiné les effets du signal de prix de 30 \$ la tonne d'équivalents en dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>e) en l'absence de politiques d'atténuation. Les résultats ont montré que seuls les secteurs des minéraux industriels ainsi que du fer et de l'acier subissaient des changements de prix de leur production suffisamment importants pour entraîner une baisse de celle-ci.
- Les signaux de prix générant des recettes, comme les taxes ou les permis vendus aux enchères, heurtent le courant politique qui prévaut à l'heure actuelle en faveur d'une baisse des impôts. L'opinion publique dans son ensemble affiche une grande méfiance en ce qui concerne la manière dont les gouvernements utilisent les nouvelles recettes et notamment leur redistribution équitable. On peut aussi faire appel au redéploiement fiscal afin que le montant net de l'imposition demeure le même, mais cette solution n'a pas été débattue dans le cadre d'une stratégie canadienne sur les changements climatiques.

Par ailleurs, des mesures d'encouragement comme les subventions suscitent également une certaine réticence, sauf si elles sont assorties d'une base de financement. Des signaux de prix générant des recettes peuvent fournir cette base. C'est la raison pour laquelle l'imposition de redevances peu élevées sur l'énergie ou le carbone accompagnées de programmes d'encouragement dans un cadre de redéploiement fiscal, mérite une discussion et une réflexion approfondies.

Compte tenu de cette dynamique, y-t-il place à l'utilisation future de mesures générales au Canada? Les participants au programme EF et énergie en ont repéré

une application possible. Le programme imposant un droit pour le changement climatique (*Climate Change Levy*) ainsi que les ententes connexes sur le changement climatique (*Climate Change Agreements*) du Royaume-Uni ont suscité un vif intérêt en raison de leur simplicité et du caractère ciblé du recyclage des recettes qu'ils envisagent. Le « droit » en question (*levy*) est une taxe sur la consommation d'énergie dans l'industrie et les secteurs commercial et public. Les recettes qui sont prélevées sont recyclées vers les entreprises par trois canaux : (1) une réduction compensatoire de 0,3 p. cent de la contribution des employeurs aux National Insurance Contributions; (2) une aide supplémentaire en matière d'efficacité énergétique (assistance technique accompagnée d'un amortissement accéléré visant les investissements dans des matériels écoénergétiques permettant de déduire 100 p. cent du montant de l'investissement au cours de l'année où il a été engagé; des mesures évaluées à près de 70 millions de livres par an); et (3) des programmes destinés à stimuler l'adoption de sources d'énergie renouvelables (50 millions de livres par an). L'objectif fixé était le suivant : aucun gain net pour les finances publiques et aucune augmentation du fardeau fiscal de l'industrie dans son ensemble (même si ce programme n'est pas nécessairement neutre sur le plan des coûts pour les entreprises à titre individuel). En vertu des Accords sur le changement climatique, les industries à forte consommation d'énergie bénéficient d'un rabais pouvant aller jusqu'à 80 p. cent du droit si elles adoptent un programme d'économies d'énergie négocié secteur par secteur<sup>53</sup>.

#### 4.4 APPLICATION DE MESURES CIBLÉES

Tant que les mesures générales ne seront pas acceptées sur le plan politique, les mesures ciblées demeureront la principale catégorie d'instruments économiques utilisés pour stimuler la réduction à long terme des émissions de carbone. Les responsables des politiques devront trouver d'autres manières de saisir les avantages de cette approche du point de vue du rendement.

Les mesures économiques ciblées visent une technologie ou une catégorie de technologies. Deux méthodes pour y parvenir :

- par des subventions servant à réduire le coût relatif des technologies et des produits moins polluants afin de les rendre aussi concurrentiels, ou davantage, que les technologies en place;
- par des mesures de réglementation axées sur le marché, à l'instar des normes de pourcentage d'énergie renouvelable dans les portefeuilles ou du système d'échange de droits d'émissions intérieurs pour les grands émetteurs finaux, qui obligent certaines entreprises à atteindre des objectifs précis tout en les autorisant à négocier avec d'autres parties pour remplir leur obligation.

### Recommandation

#### Il faudrait envisager sérieusement la possibilité d'un signal de prix général.

L'étude de cas montre que ce type d'instrument (comme un marché de droits ou de permis) est le plus efficace pour réaliser les objectifs de la politique auxquels il est lié explicitement (en l'occurrence, la réduction des émissions de carbone), et que son coût est le plus rentable pour la société, car il lui laisse la plus grande marge de manœuvre pour réagir. Les instruments ont une caractéristique clé : ils permettent également d'assurer que l'on fait la promotion d'autres objectifs stratégiques du gouvernement — notamment dans le domaine de l'innovation et de la mise au point de technologies. Par ailleurs, la consultation menée dans le contexte du programme a dégagé de sérieuses préoccupations au sujet des répercussions d'un tel signal de prix sur la compétitivité. Les défis liés à la conception et à la mise en œuvre que pose un instrument général de cette nature et la barre à franchir pour « bien faire », qui est fixée très haut, représentent d'autres sources de préoccupation. Enfin, on a reconnu la tiédeur de l'intérêt politique que soulèvent de tels instruments. Le droit pour le changement climatique et les accords sur le changement climatique connexes du Royaume-Uni constituent un exemple pour les responsables des politiques du Canada — s'ils veulent envisager un signal général<sup>54</sup>.

#### 4.4.1 Subventions

Les subventions forment la pierre angulaire des mesures écologiques fiscales actuellement appliquées au Canada. Elles peuvent viser les décisions actuelles en diminuant les mises de fonds initiales, mais aussi cibler la compétitivité à long terme sur le plan des coûts en finançant la recherche dans le domaine des nouvelles technologies ainsi que leur mise au point et leur commercialisation.

Il est impossible de prévoir de manière précise la réaction aux subventions, à l'instar des redevances sur les émissions, de sorte qu'aucun de ces instruments n'est en mesure de garantir l'atteinte d'un objectif particulier de réduction des émissions.

Le coût total des subventions excède aussi souvent les coûts directs au gouvernement, car ce dernier doit prélever des fonds à partir des recettes d'autres impôts, ce qui a un effet de ralentissement sur l'activité économique. Ces incidences peuvent être en partie compensées par des recettes fiscales provenant d'approches plus ciblées destinées à corriger d'autres distorsions. Par exemple, une subvention des véhicules à hydrogène peut être financée par le truchement d'une taxe sur l'essence qui reflète ses coûts externes.

Les subventions peuvent exiger, par unité d'effet, des dépenses publiques relativement importantes en raison de l'existence des entreprises et des particuliers qui auraient réalisé le changement souhaité même en l'absence de la subvention. Ces coûts peuvent être élevés mais ils sont souvent sous-estimés. Les évaluations des programmes d'efficacité énergétique, par exemple, indiquent qu'entre 40 et 85 p. cent des bénéficiaires du programme auraient agi même si ce dernier n'avait pas existé<sup>55</sup>. Ce taux peut être diminué par des méthodes plus sélectives d'attribution des subventions. Par exemple, les subventions peuvent être liées à des critères de rendement spécifiques plutôt qu'à des crédits d'impôts généraux visant une catégorie de technologies. Le coût relativement élevé des subventions par unité de réduction des émissions a été noté dans deux études de cas du programme EF et énergie : l'une sur l'efficacité énergétique dans l'industrie et l'autre sur les TER.

Le coût des subventions peut être réparti sur l'économie toute entière de manière à atténuer, sinon à éliminer, les effets distributifs négatifs. En outre, le rendement des subventions peut être amplifié en améliorant la conception de la politique. Les avantages inhérents à diverses possibilités de conception doivent aussi être évalués par rapport à d'autres facteurs tels que des coûts administratifs plus élevés.

#### 4.4.1.1 Décisions actuelles

Les subventions agissant sur les décisions actuelles (p. ex. déductions pour amortissement accéléré ou rabais offerts aux consommateurs) visent d'habitude à réduire les mises de fonds initiales relatives à des investissements réalisés dans des technologies particulières. Toutefois, la nécessité administrative de désigner des technologies particulières et admissibles ralentit l'innovation, freine l'arrivée de nouveaux venus sur le marché et favorise plutôt des réponses propres à certaines technologies plutôt que l'innovation et la substitution à l'échelle des systèmes.

Les inquiétudes suscitées par les subventions portant sur le fait qu'elles appuient des technologies plus coûteuses et qu'elles privilégient des technologies par rapport à d'autres, pourraient être éliminées en concevant des mesures ciblées qui soient axées sur le rendement. Selon cette approche, les subventions viseraient davantage des résultats précis plutôt que des technologies particulières.

Par exemple, un trust du carbone pourrait être mis sur pied afin d'acheter des réductions (par appel d'offres) d'une grande diversité de sources indépendamment de la technologie. Une telle mesure ciblée partagerait une caractéristique clé des instruments généraux, notamment le fait d'encourager l'innovation.

Cette approche soulève toutefois des questions. Dans le domaine de l'énergie renouvelable naissante, par exemple, une subvention fondée sur le rendement à elle seule orienterait le choix technologique vers des technologies immédiatement commercialisables au détriment de celles qui ne sont pas encore sur le marché. Du point de vue du gouvernement, les questions de contrôle sont aussi plus complexes.

#### 4.4.1.2 Compétitivité à long terme

Catégorie bien connue d'instruments de dépense, les subventions (p. ex. aide financière et prêts) à la R-D sont en général très aléatoires en ce qui concerne l'ampleur de leur incidence sur la réduction et leurs bénéfices ne peuvent se vérifier qu'à très long terme.

#### 4.4.2 Réglementation axée sur le marché

La réglementation axée sur le marché évite les nombreux écueils des subventions classiques. Ces instruments exigent des entreprises qu'elles remplissent certains objectifs tout en les autorisant à négocier avec d'autres parties pour satisfaire à leur obligation. Le recours à un mécanisme d'échange permet de minimiser les coûts généraux. L'objectif est fixé par la réglementation et, en fonction de la conception adoptée, la réglementation peut être axée sur le rendement et neutre du point de vue technologique.

Une norme de pourcentage d'énergie renouvelable dans les portefeuilles constitue un exemple de réglementation axée sur le marché mettant l'accent sur la technologie. L'objectif stratégique d'une norme de portefeuille est la mise en œuvre rapide d'une technologie qui est confrontée à une barrière de prix au tout début de son entrée sur le marché. Elle est conçue pour assurer un fort taux de pénétration des technologies ciblées et/ou des taux d'activité élevés. La conception de cet instrument, y compris le point d'application, peut grandement affecter le rendement.

Il est possible d'établir des objectifs régionaux distincts afin de refléter les différences régionales dans l'approvisionnement, les coûts ou les avantages en matière d'émissions de gaz à effet de serre. On pourrait aussi réduire les coûts davantage si l'on avait recours à un système national d'échange de crédits. En outre, une mise en œuvre progressive dotée d'objectifs et d'échéanciers clairs est aussi susceptible de favoriser les changements technologiques qui font baisser les coûts définitifs de l'instrument. Enfin, le recours à un système d'imposition d'amendes permet de plafonner les coûts de l'instrument, qui sont aléatoires. Les recettes tirées de l'imposition d'amendes peuvent être réinvesties dans la R-D des nouvelles technologies.

Le système d'échange de droits d'émission intérieurs pour les GEF envisagé est un exemple de réglementation axée sur le marché mettant l'accent sur le rendement.

Au Canada, l'application d'une réglementation axée sur le marché se heurte à une limite possible : la nécessité que le marché visé par la réglementation dispose d'une offre et d'une demande adéquates afin de garantir une certaine liquidité. Cette exigence suppose que la définition de « secteur » ou de « technologie » demeure large, ce qui peut s'avérer difficile pour certaines applications canadiennes, en particulier sur le front de la production.

L'expérience tirée d'un système d'échange de droits d'émission intérieurs pour les GEF a permis, jusqu'à présent, de démontrer que ces instruments, fondés sur la réglementation, requièrent la même complexité d'infrastructure (conception de programme, établissement de rapports, surveillance et application).

### Recommandation

**Comme solution de rechange aux signaux de prix généraux — et conformément aux démarches stratégiques en cours — il faudrait élargir les instruments économiques qui visent certains types de technologies données, ou les concevoir de façon à les relier directement à l'objectif stratégique visé (en l'occurrence, la réduction des émissions de carbone).** Des mesures ciblées pourraient ainsi partager des caractéristiques clés d'instruments généraux, notamment dans la promotion de l'innovation. L'amortissement accéléré pour les véhicules peu polluants offert au Royaume-Uni serait un exemple d'un tel instrument<sup>56</sup>.

## 4.5 MESURES DE TRANSITION

Les études de cas réalisées dans le cadre du programme EF et énergie n'ont pas étudié les enjeux de transition. Toutefois, la littérature portant sur l'EF souligne que les mesures de transition constituent un facteur clé d'acceptation par le marché, notamment lorsqu'il s'agit d'imposer de nouvelles redevances. Les mécanismes de transition sont notamment les suivants :

- *Des projets pilotes* : ils contribuent à la prise de conscience, à la compréhension, à l'expérience et à la confiance.

## Des risques uniques

Encourager la mise au point de nouvelles technologies et leur adoption par le marché pourrait nécessiter des incitatifs plus importants que ceux qui sont proposés par les modèles économiques, et ce, pour plusieurs raisons : les parcs d'immobilisations existants ne sont pas forcément prêts à être remplacés, les marchés financiers exigent des primes élevées pour s'aventurer dans des applications commerciales précoces, et les nouvelles technologies ne sont pas toujours de parfaits substituts à la technologie en place.

Dans des cas très restreints, des risques uniques peuvent mériter un surcroît d'investissement public. En effet, l'adoption réussie d'une technologie à haut risque a des retombées positives sur la société. Dans certains pays, on utilise des garanties d'emprunt. Les autres mesures fiscales sont les crédits d'impôt ciblés, les subventions directes, les contributions remboursables ou remboursables sous réserve, ainsi que les subventions accordées aux centres d'incubation technologique universitaires.

- *La prévisibilité et la continuité* : les détails d'une mesure d'EF devraient être fournis aux entreprises et ménages concernés bien à l'avance. En outre, la continuité de la politique devrait être poursuivie dans le temps de façon à assurer la confiance des entreprises et des ménages lorsqu'ils prennent des décisions d'investissement en réaction aux signaux de prix.
- *Une mise en œuvre progressive* : l'introduction de nouveaux impôts ou redevances ainsi que la réduction ou l'élimination progressive de subventions en cours devraient être réalisées à un rythme modéré de façon à laisser aux entreprises le temps de s'adapter aux nouveaux coûts.
- *Une aide unique* : des subventions ou des crédits peuvent n'être accordés qu'une seule fois afin d'alléger les coûts de transition liés à l'implantation de nouvelles technologies.

La Partie 2 du présent rapport examine de manière plus approfondie les instruments économiques visant à appuyer la mise au point des technologies faisant l'objet des études de cas.

## 5. STRATÉGIE COORDONNÉE DE RÉDUCTION À LONG TERME DES ÉMISSIONS DE CARBONE

Dans la société, l'énergie est un bien de première nécessité, essentiel au fonctionnement de notre civilisation moderne. Les gens veulent des services énergétiques fiables, de haute qualité et abordables. Ils se préoccupent moins de la source de ces services, comme le montre les passages séquentiels à de nouveaux carburants au cours de l'histoire.

L'énergie est présente de manière très prépondérante dans la société canadienne. Cette dernière en est une grande productrice et consommatrice, et elle en est très dépendante en raison du climat froid qui règne au Canada et de la vaste géographie de ce dernier. Pour toutes ces raisons, le Canada a besoin de réfléchir, maintenant, sur la manière de négocier les virages prévisibles qui auront lieu au sein de l'économie de l'énergie, alors que de nouvelles technologies sont introduites, que de nouvelles pressions sur le plan écologique émergent et que certaines sources d'énergie classiques s'épuisent. Une stratégie explicite des technologies de l'énergie comportera les avantages suivants : une transition ordonnée et une certitude plus grande pour tous les intervenants.

Des efforts soutenus et durables seront nécessaires pour faire avorter les scénarios les plus sombres sur les changements climatiques. Les responsables des politiques devront voir plus loin que l'horizon à court terme du Protocole de Kyoto — et ses premières étapes qui sont relativement timides — et se concentrer sur les changements fondamentaux qui sont nécessaires au sein du système énergétique pour que les concentrations de gaz à effet de serre se stabilisent dans l'atmosphère à des niveaux sécuritaires. Les deux leviers les plus sensibles à l'intervention d'une politique gouvernementale sont l'intensité énergétique (soit la quantité d'énergie nécessaire pour produire un dollar d'extrait économique) et l'intensité carbonique du secteur de l'énergie (voir encadré)<sup>57</sup>. Des innovations sans précédent seront nécessaires comme celles qui sont examinées dans ce rapport : augmenter l'efficacité de la consommation d'énergie; supprimer les obstacles à la généralisation de technologies de l'énergie qui ne produisent aucune émission de carbone; et développer et mettre en œuvre des technologies entièrement nouvelles à faible intensité carbonique. Ces mesures sont susceptibles de produire à longue échéance des résultats durables, permettant au Canada de sortir vainqueur de la transition vers une économie mondiale à plus faible intensité carbonique.

L'échéancier de 25 années envisagé par le programme EF et énergie permet d'explorer une transition coordonnée : une mise en valeur progressive des technologies éprouvées, accompagnée d'une adoption graduelle de celles qui émergent, et un investissement dans la recherche, la mise au point, la démonstration et la commercialisation de solutions à plus longue échéance.

Le programme EF et énergie a utilisé trois études de cas afin d'examiner comment les instruments économiques pouvaient encourager l'adoption de technologies d'atténuation des émissions de carbone d'origine énergétique à trois stades différents de leur mise au point :

- 1 Les *technologies éprouvées* sont celles qui en sont au stade de la commercialisation immédiate ou de l'entrée sur le marché. L'efficacité énergétique dans l'industrie a fait l'objet d'un examen parce qu'il semble que les investissements rentables dans ce domaine sont couramment délaissés, ce qui suggère la présence d'une forme d'obstacle du marché. L'hydroélectricité à grande échelle constitue un autre exemple de technologie éprouvée d'atténuation des émissions de carbone d'origine énergétique.

*...le principal moteur des émissions de carbone passées et futures... est un sous-produit de quatre facteurs interdépendants...*

- + taux de croissance démographique
- + taux de croissance économique par habitant
- + taux de croissance de l'intensité énergétique
- + taux de croissance de l'intensité de carbone

La plupart des scénarios prospectifs suggèrent que les augmentations prévues des croissances démographique et économique surpasseront les diminutions continues des intensités énergétique et carbonique...

—Battelle Memorial Institute,  
*Global Energy Technology Strategy:  
Addressing Climate Change.*

*Initial Findings from an International  
Public – Private Collaboration*  
(Washington, D.C., Battelle, n.d.),  
p. 14 et 15.

2 Les *technologies émergentes* vont du stade de la démonstration à celui de l'arrivée précoce sur le marché. Les technologies de l'énergie renouvelable émergentes (fondées sur les critères du programme EcoLogo) ont été examinées. D'autres exemples de cette catégorie comme les voitures hybrides et les sources d'énergie thermique renouvelable ont été exclues de l'analyse.

3 Les *nouvelles technologies à plus long terme* sont celles qui en sont encore au stade de la R-D jusqu'à celui de la démonstration. Ce sont les technologies de l'hydrogène qui ont été le centre d'intérêt dans cette catégorie; d'autres exemples de nouvelles technologies à plus long terme sont le captage et la séquestration du carbone.

Il convient de noter que le choix des technologies particulières visées par ces études de cas ne signifie pas qu'on leur attribue une prépondérance par rapport aux autres : elles sont considérées comme faisant partie d'un vaste ensemble de technologies d'atténuation, de sources d'approvisionnement et de secteurs de la demande, à l'heure actuelle et dans l'avenir. Cet ensemble comprend les technologies d'atténuation comme le captage et la séquestration du carbone; les sources d'énergie à faible intensité carbonique (p. ex. nucléaire, grandes centrales hydroélectriques et sources d'énergie thermique renouvelable) qui, tout comme les carburants à intensité carbonique, demeureront probablement d'importantes sources d'énergie primaire dans le futur; ainsi que d'autres secteurs de la demande (p. ex. résidentiel, commercial et transports) et des technologies (p. ex. véhicules hybrides et électriques). Toutes ces technologies doivent être envisagées comme faisant partie d'une réponse équilibrée en matière de réduction à long terme des émissions de carbone. Il convient aussi de noter que les recommandations particulières découlant de ces études de cas ne constituent pas une proposition pour un plan d'action d'ensemble sur le changement climatique ou une stratégie énergétique pour le Canada; en effet, il faudrait envisager à cette fin des technologies, initiatives ou mesures supplémentaires. Elles ne font tout simplement pas partie de ce programme.

Les résultats et recommandations du programme EF et énergie présentés dans le présent rapport sont fondés non seulement sur l'analyse précise qui a été réalisée dans le cadre des études de cas (et les leçons générales qui en ont été tirées sur le recours aux instruments économiques), mais aussi sur les consultations qui ont été menées dans le cadre de celui-ci.

## 5.1 VERS UNE STRATÉGIE COORDONNÉE DE TRANSITION TECHNOLOGIQUE : MISE EN ŒUVRE PAR ÉTAPES ET FACTEURS À PRENDRE EN COMPTE

Une considération primordiale à prendre en compte par les décideurs au moment où ils élaborent une stratégie coordonnée et à long terme en matière de politique énergétique sera de savoir comment façonner les mesures stratégiques afin d'appuyer les différents stades de mise au point de chaque technologie. Il faudra tout particulièrement viser à créer des synergies entre les technologies en place et celles du futur, afin qu'elles viennent se renforcer les unes les autres dans la mesure du possible.

- *Technologies éprouvées.* De nombreuses solutions rentables de réduction des émissions de carbone sont déjà offertes sur le marché à des coûts compétitifs : elles devraient constituer le premier et principal centre d'intérêt d'une stratégie coordonnée de transition technologique.
  - L'accent devrait surtout être mis sur la réduction de la demande par des mesures d'efficacité énergétique efficaces en carbone — la solution la plus élémentaire en matière d'atténuation du carbone. Ces mesures devraient être privilégiées avant même tout investissement dans de nouveaux approvisionnements. Des solutions éprouvées et rentables visant des améliorations importantes de l'efficacité sont présentement offertes dans tous les secteurs, et elles sont visées par certaines des mesures fiscales proposées dans ce document. Les meilleures occasions d'améliorer l'efficacité énergétique se situent sur le plan du renouvellement des parcs d'immobilisations, et chacune de ces occasions doit être saisie. L'efficacité énergétique soulage la pression liée à la création de nouveaux approvisionnements et elle a toujours coûté moins cher que d'en trouver de nouveaux. Elle libère des ressources ainsi que du temps pour mettre au point des sources d'énergie de rechange.
  - Les synergies entre les technologies en place et celles du futur qui ont été mises en lumière pour la stratégie devraient être prises en compte dans l'évaluation de l'offre des technologies en place. Par exemple, les grandes centrales hydroélectriques constituent un complément pour les nombreuses sources d'énergie renouvelables émergentes, car elles fournissent des réservoirs susceptibles de compenser



## Choix des instruments et stades technologiques

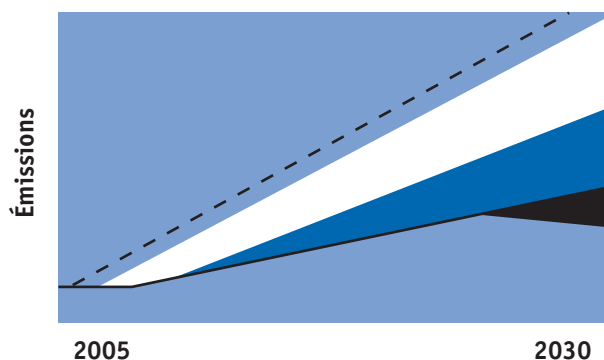
L'instrument fiscal devrait être modelé en fonction du stade de mise au point de la technologie :

- Écart de coûts important entre technologies en place et nouvelles technologies? Réduire l'écart par des subventions à la R-D.
- Écart de coûts réduit et rendement amélioré : mettre l'accent sur l'apprentissage par la pratique et les économies d'échelle, favoriser la pénétration du marché au moyen de normes de portefeuille et/ou des subventions.
- Écart de coûts refermé? Renforcer la position des nouvelles technologies par des instruments généraux (permis d'émissions, taxes).

leur nature intermittente, alors que le fait de rehausser la composante en électricité renouvelable du réseau électrique réduit l'intensité carbonique de l'électricité. Il s'agit aussi d'une stratégie pour les filières de l'hydrogène efficaces en carbone.

- Pour pouvoir appuyer les technologies éprouvées d'atténuation des émissions de carbone, les instruments économiques devraient idéalement être généraux afin d'éviter la sélection de gagnants. Ils devraient viser à renforcer la position de ces technologies en augmentant le coût relatif des technologies et des produits à forte intensité d'émissions, créant ainsi un incitatif continu à l'adoption de substituts moins polluants ou à l'innovation dans le but d'améliorer l'efficacité des émissions.
- *Technologies émergentes.* Certaines de ces technologies (p. ex. voitures hybrides, énergie éolienne ou solaire) sont commercialement viables ou presque viables dans certaines de leurs applications et leur généralisation est imminente. D'autres technologies (p. ex. énergie des vagues) exigent une mise au point plus approfondie et ne seraient commercialement viables qu'à moyen ou à long terme.
  - Les instruments servant à appuyer les technologies émergentes devraient viser à stimuler la pénétration

## Effets d'une stratégie coordonnée sur des émissions (notionnelle seulement, pas à l'échelle)



- Perspectives des émissions d'origine énergétique dans le cadre d'un scénario de maintien du statu quo
- Scénario de stratégie de l'énergie
- Réduction des émissions grâce au recours accru à des technologies éprouvées d'atténuation du carbone.
- Réduction des émissions grâce aux technologies émergentes d'atténuation du carbone.
- Réduction des émissions grâce aux technologies à plus long terme d'atténuation du carbone.

du marché par ces dernières afin d'encourager l'apprentissage par la pratique et les économies d'échelle nécessaires pour refermer l'écart de coûts avec les technologies en place. On peut citer à titre d'exemples, les normes de pourcentage d'énergie renouvelable dans les portefeuilles, les tarifs d'alimentation garantis minimums et/ou les subventions à la production.

- *Technologies à plus long terme.* Par nature, ces technologies ont encore à surmonter des défis sur le plan de la technique et des coûts importants qu'elles supposent, comparativement aux technologies en place. Là où les défis sont encore assez importants, ce sont les subventions et les incitatifs à la R-D qui servent le mieux à les relever. Et lorsque la technologie est davantage maîtrisée, c'est l'aide aux stades de la démonstration et de la précommercialisation qui importe.
  - De tous les instruments économiques étudiés, ce sont les investissements publics en R-D qui coûtent le plus cher et dont les résultats sont les plus aléatoires dans la mesure où ils ne garantissent pas la réduction des émissions de carbone. Pour cette raison, et aussi parce que la demande en matière de financement à la R-D peut être illimitée et que la mise au point des technologies a lieu dans l'arène internationale, ces investissements devraient cibler

stratégiquement des domaines où le Canada possède un avantage concurrentiel. Il convient aussi de prendre en compte la capacité canadienne de répondre à cette aide, particulièrement au stade de la précommercialisation.

- La mise au point des technologies est financée tant par l'investissement privé que public. Elle nécessite aussi le recours à des mécanismes fiscaux de mobilisation des investissements privés en R-D. En ce qui concerne les technologies vraiment nouvelles qui supposent énormément de recherches et des échéanciers de commercialisation à longue échéance, comme la pile à combustible à hydrogène, il faudrait aussi avoir recours à des mécanismes nouveaux de stimulation des investissements dans la R-D.

Il faut souligner que certaines technologies peuvent connaître deux ou plusieurs étapes de mise au point. Prenons par exemple certaines technologies examinées plus ou moins directement dans les études de cas : certaines technologies de l'hydrogène ont aujourd'hui des applications de marché concurrentielles, alors que la plupart d'entre elles en sont encore au stade de la R-D ou au tout début du stade de la démonstration. L'adoption des technologies par le marché n'arrive pas d'un coup. Elles sont plutôt introduites progressivement, au fur et à mesure qu'elles deviennent concurrentielles, créneau par créneau. Dans le même

ordre d'idées, même les technologies éprouvées et établies depuis longtemps peuvent être radicalement transformées par de nouveaux procédés de production pouvant mener à des percées éventuelles sur le plan de l'efficacité énergétique.

L'évaluation de la capacité des technologies à réduire les émissions de carbone devrait toujours être fondée sur les émissions durant le cycle de vie de ces technologies (et avantages nets durant leur cycle de vie, soit le total des bénéfices moins le total des coûts), plutôt qu'être réalisée uniquement au point final d'utilisation de l'énergie. L'importance d'une évaluation fondée sur le cycle de vie a été soulignée dans l'étude de cas sur l'hydrogène où l'on a constaté que le choix d'une filière de l'hydrogène pouvait avoir une incidence sur le cycle de vie des émissions de carbone pouvant aller jusqu'à 175 p. cent. D'autres recherches montrent que des véhicules à zéro émission, alimentés à l'hydrogène et à l'électricité, sont susceptibles de produire davantage d'émissions dans le contexte d'une analyse fondée sur leur cycle de vie que les meilleurs véhicules dotés de moteurs à combustion interne qui sont en circulation aujourd'hui, en fonction de la source d'énergie électrique et de la méthode de production de l'hydrogène. Le captage et la séquestration du carbone, une autre technologie à long plus terme, pourraient tempérer ces résultats, mais pas sans déranger l'équilibre énergétique — la quantité d'énergie requise tout au long du cycle de vie afin de produire une unité d'énergie.

## 6. LEÇONS : L'EXPÉRIENCE D'ÉVALUATION DES INSTRUMENTS FISCAUX

En examinant de manière approfondie les approches, procédés et méthodologies reliant la politique fiscale aux enjeux de l'énergie, du changement climatique et de la mise au point des technologies, la TRNEE a tenté de générer des résultats susceptibles de venir éclairer l'élaboration de politiques dans le domaine fiscal. Les commentaires qui suivent résument les leçons générales qui ont été retenues.

### 6.1 FIABILITÉ ET EXHAUSTIVITÉ DES DONNÉES

Il est évident que la décision d'appliquer des mesures fiscales pour intensifier l'utilisation de technologies de l'énergie émergentes devrait être fondée sur une information sur l'efficacité anticipée de ces politiques. Pourtant, les études de cas ont montré que la capacité d'évaluer l'efficacité de manière anticipée, et par conséquent, d'élaborer des politiques rationnelles, est sérieusement restreinte par l'absence de données fiables, à jour et exhaustives.

Cet obstacle possède plusieurs dimensions :

- Les données traitant des nombreux aspects des ressources énergétiques de remplacement n'ont pas été compilées au Canada. Par exemple, aucun atlas général de haute résolution sur les vents n'existe pour le Canada, ce qui constitue un obstacle considérable à un futur développement du secteur de l'énergie éolienne<sup>58</sup>. Qui plus est, de l'information précise et à jour sur le potentiel technique ou pratique de nombreuses sources d'énergie renouvelables, y compris des sites hydroélectriques éventuels (ressource essentielle du contexte énergétique canadien) n'existe pas, ou elle est bien inférieure à celle des autres pays de l'OCDE. L'information qui est actuellement disponible présente des estimations largement divergentes, illustrant les différentes interprétations du concept d'énergie renouvelable.
- Les technologies de l'énergie de remplacement sont installées à un rythme qui excède celui de la compilation actuelle des données; par conséquent, les données relatives à la capacité installée de l'électricité renouvelable connectée au réseau électrique au Canada ne peut être réunies que par des communications personnelles intensives, et non pas à partir de sources statistiques formelles.

- Les résultats de la modélisation sont très dépendants des données dont on est peu certain (p. ex. le prix futur du gaz naturel).

Malgré ces obstacles, les trois études de cas ont réuni des données originales considérables. Celles-ci représentent une contribution importante de nouvelles données au domaine public.

### 6.2 SENSIBILITÉ

Les études de cas se sont montrées hautement sensibles au prix des combustibles fossiles et en particulier à celui du gaz naturel. Cette sensibilité était assurément le facteur le plus déterminant de la mise au point des trois catégories de technologies examinées. Par exemple, dans l'étude de cas sur l'hydrogène, le prix des combustibles fossiles exerce une influence sur le prix final et par conséquent sur la pénétration du marché par l'hydrogène parce qu'il agit sur le coût des intrants de carburants et le prix des produits concurrents.

Pourtant, pour fournir une ligne de base commune aux fins d'étalonnage — et pour s'assurer que les résultats soient comparables à ceux d'autres initiatives de modélisation canadienne portant sur les mesures de réduction des émissions de gaz à effet de serre — l'étude de cas sur l'hydrogène a dû recourir à des estimations des prix du gaz naturel qui sont maintenant dépassées. Toutefois, il s'agissait là de la seule référence disponible. Les estimations de prix utilisées dans l'étude de cas ont été réalisées à la fin des années 1990 et rapportées dans le rapport intitulé *Perspectives des émissions du Canada : Une mise à jour*<sup>59</sup>. Depuis, les prix réels des principales sources d'énergie ont beaucoup évolué par rapport à ceux indiqués dans cette étude. Par exemple, le prix du pétrole et celui du gaz étaient respectivement environ 30 p. cent et 140 p. cent plus élevés en l'an 2000 que ceux prévus dans l'étude de 1999. Qui plus est, cette dernière étude ne comprenait pas les données sur l'incidence des prix figurant dans le Plan d'action du Canada sur les changements climatiques de 2000<sup>60</sup> et dans le Plan du Canada sur les changements climatiques de 2002, parce que ces dernières sont postérieures.

Les prévisions du prix du gaz naturel pour les 30 prochaines années sont affectées d'une incertitude inhérente. La politique sur les changements climatiques devrait devenir un facteur important. En effet, en amorçant un virage vers un recours accru au gaz naturel, elle pourrait créer une pénurie substantielle de l'approvisionnement de cette ressource.

### 6.3 FILIÈRES TECHNOLOGIQUES

---

La réduction à long terme des émissions de carbone d'origine énergétique ne pourra être obtenue qu'en faisant appel à des technologies éprouvées et en émergence. Certaines de ces technologies seront adoptées de manière graduelle et progressive. D'autres transitions technologiques peuvent refléter un virage important. Pourtant, quelques technologies pourront se révéler fondamentalement perturbatrices, modifiant le modèle de consommation de l'énergie de manière imprévisible. Les piles à combustible fixes constituent des exemples de cette dernière catégorie.

L'adoption, par le marché, de ces différentes catégories de technologies devrait avoir lieu à des échelles de temps distinctes : les technologies éprouvées se situent dans une échelle de temps immédiate (p. ex. hydroélectricité, cogénération et éolienne); les technologies émergentes à une échelle de temps moyenne, soit le moment où elles font leur entrée sur le marché (p. ex. certains systèmes photovoltaïques); et les technologies à plus long terme se situent à une échelle de temps plus longue puisqu'elles sorte de la phase R-D pour entrer dans celle de la commercialisation (p. ex. les piles à combustible à hydrogène). Sur le plan stratégique, la question est donc la suivante : les instruments fiscaux devraient-ils être sélectionnés de manière à cibler des technologies révolutionnaires éventuelles? En effet, ceux-ci laissent entrevoir une réduction substantielle des émissions de carbone dans un contexte davantage spéculatif. Ils pourraient aussi stimuler l'adoption des technologies éprouvées, qui sont prêtes à être mises en œuvre massivement et dont on connaît l'influence sur la production d'énergie propre ou plus propre.

Les entreprises sont très sensibles au risque inhérent à l'investissement dans des technologies nouvelles qui n'ont pas encore été éprouvées sur le plan commercial. Leurs inquiétudes tiennent aux conséquences éventuelles de ces nouveaux investissements sur la qualité de leurs produits, la fiabilité des procédés, les besoins sur le plan de l'entretien, et l'incertitude générale quant au rendement d'une nouvelle technologie<sup>61</sup>. Les nouvelles technologies présentent le plus haut risque d'échec prématuré, un aléa susceptible de constituer un obstacle non négligeable à l'investissement. Les investisseurs sont tentés de reporter leur investissement et d'attendre de l'information supplémentaire qui leur permettra de prendre une décision éclairée (« la valeur de l'option »)<sup>62</sup>. Cet effet s'intensifie d'autant plus que l'incertitude des prix de l'énergie et des technologies augmente, et que les coûts des technologies baissent plus rapidement<sup>63</sup>. Cette observation tendrait à montrer que les mesures d'EF devraient viser à favoriser la phase de l'entrée sur le marché des technologies émergentes, laissant la mise en valeur accélérée des technologies éprouvées aux forces du marché en place.

Un autre facteur exerçant une influence sur l'adoption de nouvelles technologies est la présence de marchés énergétiques moins concurrentiels. Dans un tel contexte, l'introduction de technologies perturbatrices (p. ex. l'hydrogène) est souvent maîtrisée.

### 6.4 EXAMEN DU FUTUR, À MOYEN ET À LONG TERMES : INCERTITUDES ET INCONNUES

---

La perspective, à long terme, adoptée par les études de cas soulève des défis inévitables sur le plan des lacunes dans les connaissances. Il existe des incertitudes inhérentes au fait de se projeter de deux à trois décennies dans l'avenir, en particulier dans un domaine susceptible d'être caractérisé par une évolution et des percées technologiques imprévisibles, des technologies potentiellement perturbatrices et des stocks d'énergie classique aléatoires.

Les participants au programme EF et énergie ont mis en lumière un grand nombre de ces aléas, dont l'incidence probable de l'épuisement prévu des stocks d'énergie non renouvelable. Quel en sera l'impact sur les prix des combustibles fossiles? Quelles en seront les conséquences sur le rythme de la transition vers des solutions de rechange? Quelle en sera l'influence sur l'urgence d'une intervention gouvernementale destinée à stimuler des percées en matière d'efficacité énergétique et un passage accéléré à des sources d'énergie renouvelables à faible incidence sur l'environnement?

Les facteurs hors prix exerçant une influence sur l'introduction de nouveaux carburants et technologies, constituent d'autres éléments d'incertitude. Ils comprennent les avantages inhérents à la qualité, à la commodité et à la fiabilité de l'approvisionnement, que peuvent présenter de nouvelles sources d'énergie et provoquer leur adoption précoce; la concurrence entre les entreprises pour tirer profit de l'avantage que procure le fait d'être un adopteur précoce dans une nouvelle économie de l'énergie; ainsi que les pressions sociales découlant des coûts externes liés à la consommation de combustibles fossiles dans un monde de plus en plus préoccupé par les changements climatiques et la qualité de l'air en milieu urbain. N'importe lequel de ces facteurs peut accélérer la transition vers des sources d'énergie à faible intensité carbonique au détriment des technologies en place.

### 6.5 CONTEXTE DES MARCHÉS

---

Des facteurs infranationaux ainsi que le contexte international détermineront l'efficacité et l'incidence involontaire des mesures fiscales à l'échelle nationale, afin d'encourager les contrats à terme normalisés visant l'énergie à faible intensité carbonique.

Des changements profonds sont en cours au sein de certaines politiques provinciales sur l'énergie, notamment la déréglementation de certaines compagnies d'électricité, l'incertitude et la volatilité des prix qui leur est inhérente, et l'intérêt manifesté récemment pour la production d'électricité indépendante, auront des conséquences majeures à l'échelle infranationale. Certaines provinces envisagent aussi d'adopter leurs propres mesures ou sont déjà en train de les introduire afin d'encourager la croissance de l'électricité renouvelable à faible impact. L'implantation accélérée des technologies à faible intensité carbonique, qui ont été étudiées, nécessitera la conclusion d'accords coordonnés de collaboration entre les juridictions. Chacune des études de cas a mis en lumière les défis sur les plans de la compétence et de la gouvernance.

Le contexte international suscite également des défis pour la prise d'initiatives canadiennes. Certains participants au programme EF et énergie ont estimé que le recours à un mécanisme de prix dans les scénarios (p. ex. le prix fictif de 30 \$ fixé pour le carbone dans l'étude de cas sur l'efficacité énergétique) ne convenait pas dans le contexte du Canada étant donné l'absence d'une action stratégique de la part de son principal partenaire commercial, car il ne ferait qu'encourager les industries mobiles à quitter le pays. L'accroissement du commerce continental de l'électricité pourrait aussi exercer une influence sur le développement de l'approvisionnement en énergies renouvelables au Canada ou limiter les solutions stratégiques.

## 6.6 AUTRES ENJEUX

Au fur et à mesure que les trois études de cas progressaient, un certain nombre d'enjeux relatifs aux liens éventuels entre les initiatives pour chacun des secteurs technologiques étudiés ont pu être dégagés.

Les trois études de cas ont mis en lumière la nécessité de concevoir des politiques en matière de développement technologique qui ciblent de manière précise les considérations entourant l'énergie et les changements climatiques, tout en tenant compte des avantages comparatifs du Canada.

En outre, les études ont mis en exergue les variations dans la rentabilité de l'atténuation des émissions de carbone obtenue par les différentes technologies, tout en précisant que les solutions qui sont les plus rentables à court terme ne sont pas nécessairement celles qui entraîneront la réduction la plus importante à long terme.

## Recommandation

**Le gouvernement fédéral devrait mettre en place un processus pour évaluer et contrôler continuellement les progrès réalisés vers les buts fixés et suggérer l'adaptation de mesures fondées sur leur efficacité, à mesure que le contexte évolue ou que de nouvelles possibilités commencent à prendre forme.**

**Afin d'appuyer une meilleure capacité d'évaluer les instruments économiques de réduction à long terme des émissions de carbone :**

- 1 Le gouvernement fédéral devrait mettre à jour, régulièrement, ses Perspectives des émissions du Canada, en y intégrant de nouvelles prévisions de prix et les effets de nouvelles initiatives sur les changements climatiques à mesure qu'elles sont adoptées.
- 2 Les gouvernements (fédéral et provinciaux) devraient appuyer la mise en œuvre d'une cartographie fiable et complète des potentiels techniques et pratiques des ressources renouvelables émergentes.
- 3 Les gouvernements (fédéral et provinciaux) devraient appuyer la collecte de données opportunes sur la capacité installée et l'activité du marché des technologies émergentes.
- 4 Les gouvernements (fédéral et provinciaux) devraient améliorer les données sur le parc actuel d'immobilisations des systèmes d'offre et d'utilisation de l'énergie, ainsi que ses caractéristiques de rendement.

## 7. RÉSUMÉ DES CONSTATATIONS

L'analyse et les consultations réalisées sur le rôle de la politique fiscale dans la promotion de la réduction à long terme des émissions de carbone dégagent quatre grandes constatations :

- 1 Les instruments économiques peuvent contribuer considérablement à la réduction à long terme des émissions de carbone d'origine énergétique.** Leur contribution totale n'est toutefois possible que si :
  - le gouvernement reformule clairement son engagement soutenu envers la réduction à long terme des émissions de carbone;
  - la politique fiscale est élaborée d'une façon cohérente et uniforme, axée sur l'engagement à long terme de réduire les émissions de carbone;
  - l'on assure une coordination rapprochée avec les stratégies provinciales qui tendent vers les mêmes objectifs;
  - l'on prévoit suffisamment de temps et un certain degré de prévisibilité dans le lancement et l'application d'instruments économiques afin de pouvoir prendre et appliquer des décisions efficaces et efficaces sur les investissements à long terme;
  - l'on évalue les possibilités de réduction des émissions de carbone pendant tout le cycle de vie de toutes les technologies visées par les instruments économiques.
- 2 Il n'y pas de contradiction entre la promotion de la réduction à long terme des émissions de carbone par des initiatives d'EF et la poursuite des autres objectifs clés de la société canadienne** (comme la sécurité énergétique, le développement économique, etc.). À cette fin, il faut toutefois un cadre qui définit clairement les possibilités d'atteindre ces objectifs et les mesures qui s'imposent pour ce faire.

- 3 Par ailleurs, la promotion du développement de technologies énergétiques par des initiatives d'EF n'entraîne pas nécessairement une diminution de la réduction à long terme des émissions de carbone**, ce qui indique qu'il est essentiel d'intégrer les objectifs liés aux émissions de carbone aux politiques sur le développement de technologies.

- 4 Les instruments économiques conçus pour promouvoir cette réduction à long terme des émissions de carbone par la technologie doivent refléter à la fois le marché et la maturité technique de la technologie en cause.**
  - Dans le cas des **technologies de réduction des émissions de carbone éprouvées** (comme celles que décrit notre étude de cas sur l'efficacité énergétique dans l'industrie), il faudrait mettre l'accent sur les instruments « tractés par la demande » qui facilitent et favorisent l'adoption de technologies existantes, ainsi que sur l'appui à la mise au point de nouvelles technologies d'efficacité énergétique, et en particulier celles qui offrent des avantages radicaux sur le plan de l'efficacité énergétique (p. ex. de nouveaux procédés de production).
  - Dans celui des **technologies énergétiques émergentes et efficaces en carbone** (comme celles que décrit l'étude de cas sur les énergies renouvelables), il faudrait concentrer les efforts sur l'utilisation d'instruments qui aident à refermer l'écart de prix entre les technologies en place et les technologies émergentes. L'hypothèse appliquée veut que la pénétration des marchés et les économies d'échelle qui en découleront refermeront l'écart de prix.

*suite à la prochaine page*

- Dans le cas des **technologies de réduction à plus long terme des émissions de carbone** (comme celles que décrit notre étude de cas sur l'hydrogène), les instruments économiques devraient viser, avant tout, à promouvoir la recherche et le développement visant à surmonter des obstacles techniques et économiques critiques.



**PARTIE 2 :**  
**RÉSULTATS PARTICULIERS**  
**AUX ÉTUDES DE CAS**



Le programme EF et énergie a réalisé des études de cas en parallèle portant sur des instruments fiscaux ciblés afin de promouvoir les technologies de réduction des émissions de carbone d'origine énergétique qui en sont à trois stades de développement différents :

- *les technologies éprouvées*, représentées par les technologies de l'efficacité énergétique dans le secteur de l'industrie, notamment les secteurs canadiens de la fabrication et minier;
- *les technologies émergentes*, représentées par les technologies naissantes de l'énergie renouvelable (susceptibles d'être certifiées en vertu du programme EcoLogo) qui sont branchées au réseau d'électricité intégré;

- *les nouvelles technologies à plus long terme*, représentées par les technologies de l'hydrogène, définies comme un système énergétique où l'hydrogène est le combustible principal à un point quelconque du procédé. L'étude a porté plus particulièrement sur les transports et la production d'électricité à partir de systèmes fixes pour les bâtiments du secteur résidentiel et/ou commercial.

Les points saillants des résultats obtenus dans les trois études de cas et une discussion des conséquences sur le plan stratégique sont présentés ci-dessous; des résumés plus détaillés des résultats se trouvent dans les annexes au présent rapport.

## 8. CHAMP D'APPLICATION DES ÉTUDES DE CAS, LIMITES ET MÉTHODOLOGIES

Les décisions concernant le champ d'application et la délimitation des études de cas ont, sous plusieurs aspects, fait l'objet d'une controverse :

- Les membres du Groupe de travail sur l'écologisation et l'énergie ont souligné que les études de cas visaient à présenter une sélection pertinente des technologies, et non pas une stratégie exhaustive en matière d'énergie. Les technologies sont comprises comme faisant partie d'un ensemble plus vaste de sources d'approvisionnement et de secteurs de demande, maintenant et dans le futur. Les autres sources d'énergie —notamment, l'énergie nucléaire et l'hydroélectricité à grande échelle — constituent une partie substantielle des sources d'énergie à faible intensité carbonique, et il est vraisemblable que les combustibles fossiles demeureront une source importante d'énergie primaire dans un avenir prévisible.
- Certains participants étaient préoccupés par le fait que le recours aux critères de certification EcoLogo dans le cadre de l'étude de cas sur les technologies émergentes enverrait un signal erroné concernant le caractère renouvelable de l'hydroélectricité à grande échelle :

Les critères de la certification EcoLogo ciblent l'énergie renouvelable à « faible impact », ce qui exclut la plus grande partie de l'hydroélectricité à grande échelle, même s'il s'agit d'une source d'énergie renouvelable. L'hydroélectricité « à faible impact » est définie selon un certain nombre de critères fondés sur la protection des espèces indigènes et de l'habitat, des exigences concernant les niveaux de l'eau des réservoirs de barrage, les débits d'eau, la qualité de l'eau et plusieurs autres facteurs. En principe, une installation, quelle que soit sa taille, serait susceptible de remplir ces exigences, bien que le seuil général se situe entre 10 et 20 MW. En outre, le délai pendant lequel l'eau peut être retenue en amont de l'installation ne doit pas dépasser en général 48 heures. (Remarque : les critères EcoLogo excluent aussi certaines installations d'énergie de la biomasse. Pour de plus amples renseignements, se reporter à l'Annexe B.)

Certaines compagnies d'hydroélectricité estiment que l'exclusion des centrales plus importantes dans le cadre de la certification EcoLogo crée une certaine confusion et induit en erreur. Qui plus est, on a rappelé que le gouvernement fédéral définit l'hydroélectricité à grande échelle comme une source d'énergie renouvelable<sup>64</sup>. Les instruments fiscaux visant les sources d'énergie

renouvelables émergentes devraient donc être accompagnés d'autres mesures destinées à appuyer les sources d'énergie renouvelables qui en sont à des étapes plus avancées de leur mise en valeur, plus particulièrement l'hydroélectricité à grande échelle. Faute de quoi, on éliminerait 90 p. cent de l'approvisionnement actuel en électricité renouvelable au Canada, tout en risquant de déplacer moins de production d'électricité à partir de combustibles fossiles.

Une préoccupation connexe était qu'EcoLogo est un programme volontaire d'écoétiquetage, c'est-à-dire un outil de marketing, et non pas une norme réglementaire, et à ce titre, ses critères ne devraient pas servir de base à des instruments fiscaux.

Le caractère complémentaire de l'hydroélectricité à grande échelle par rapport à de nombreuses énergies renouvelables émergentes a été largement reconnu. Hormis l'énergie géothermique, ces ressources sont en effet intermittentes et nécessitent une capacité de production d'énergie de réserve, tout comme les réservoirs des barrages hydroélectriques.

- Le secteur de l'énergie solaire et Ressources naturelles Canada voulaient à l'origine que l'étude de cas sur les technologies émergentes de l'électricité renouvelable couvre aussi les applications qui ne sont pas connectées au réseau électrique principal (p. ex. comme les pompes puisant l'énergie dans le sol, les chauffe-eau solaires, l'énergie solaire passive), dont le potentiel d'atténuation des émissions de carbone à long terme est considérable. Ces technologies ne rentreraient pas dans le cadre du modèle informatique utilisé et c'est pour cette raison seulement qu'elles ont été exclues. Même s'il existe des programmes de modélisation adaptés à ces technologies (c.-à-d., le Programme d'encouragement aux systèmes d'énergies renouvelables, PENSER), ces dernières ne se prêtent pas à des mesures fiscales axées sur la production. Les technologies qui ne sont pas connectées au réseau électrique principal peuvent davantage contribuer au déplacement de la production existante (d'une manière qui est quelquefois difficile à mesurer) qu'à la production d'électricité en tant que telle.
- Un participant a mis en doute l'opportunité de concentrer exclusivement les efforts sur l'hydrogène comme une nouvelle source de carburant pour le transport. Il aurait préféré que les véhicules fonctionnant à l'électricité soient aussi étudiés. La technologie des véhicules électriques était considérée comme plus avancée sur le plan commercial par rapport à celle qui sous-tend les véhicules à hydrogène et, dans certaines régions du pays, elle offre un meilleur équilibre énergétique.

## 8.1 VUE D'ENSEMBLE DES MÉTHODOLOGIES UTILISÉES DANS LES ÉTUDES DE CAS

Les trois études ont utilisé un cadre d'analyse analogue :

- définir une évolution sur la base d'un scénario de maintien du *statu quo* (SQ) fondé sur l'hypothèse d'une absence d'intervention gouvernementale;
- dégager les éléments qui sont susceptibles de modifier la mise en valeur de la technologie en termes de durée et d'intensité;
- repérer les obstacles à la réalisation des possibilités;
- définir les instruments qui pourraient permettre de surmonter les obstacles;
- évaluer l'efficacité et l'efficacités aux plans économique et environnemental des instruments éventuels;
- faire examiner les résultats de la modélisation par des experts en politiques et techniques, et valider et formuler des recommandations visant des instruments économiques spécifiques à chaque technologie.

Les études de cas sur l'hydrogène et l'énergie renouvelable ont réalisé une modélisation sur une période allant de 2010 à 2030. L'étude de cas sur l'efficacité énergétique modélise une période allant de 2005 à 2030. Il faut préciser que cette période a introduit des incertitudes appréciables dans la filière de développement de la technologie et les prix des marchandises, ce qui a une incidence sur la fiabilité des résultats.

Les travaux du Groupe d'analyse et de modélisation du Processus national sur le changement climatique du Canada ont été utilisés comme scénario de référence commun pour étalonner les hypothèses afin d'assurer la cohérence et la comparabilité des résultats<sup>65</sup>. Les scénarios de maintien du *statu quo* utilisés dans les études de cas ne comprennent aucune des mesures prévues par le Plan d'action 2000.

Chaque étude de cas a recours à un modèle différent afin d'évaluer l'impact possible des instruments fiscaux sur les émissions de gaz à effet de serre dans les secteurs ciblés. Les études de cas présentent également des différences sur le plan des définitions de coûts, des niveaux de précision

**Tableau 1 : Hypothèses et résultats des études de cas**

Énergie à base d'hydrogène	
Instruments fiscaux considérés	Seules les subventions sont examinées. Deux séries de mesures fiscales différents sont examinées avec des niveaux de subventions différents pour chacun : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Crédits d'impôts ou subventions aux producteurs afin de faire baisser le coût de la production d'hydrogène de 10 ou 25 %.</li> <li>• Des incitatifs aux producteurs tels que décrits plus haut, accompagnés d'incitatifs aux consommateurs afin de réduire le prix des véhicules à hydrogène et des piles à combustible fixes de 10 ou 25 %.</li> </ul>
Estimation des incidences sur les émissions (à l'exclusion des rétroactions macroéconomiques)	D'une augmentation de 0,3 à une baisse de 1,2 Mt par an d'ici à 2030 (note 1).
Coût marginal de la réduction d'émissions en 2030	~800 \$ à >2 000 \$/tonne (selon le sous-secteur).

régionale et sectorielle, et sur celui de l'étendue des rétroactions incluses dans l'analyse. Par exemple, en évaluant l'impact des différents instruments fiscaux, l'étude de cas sur l'efficacité énergétique tient compte des facteurs hors prix qui influencent l'adoption des technologies de l'efficacité énergétique. Au contraire, l'étude de cas sur l'énergie renouvelable part de l'hypothèse que la pénétration de l'énergie renouvelable est principalement reliée seulement aux prix relatifs (sauf dans le cas d'une norme de pourcentage d'énergie renouvelable dans les portefeuilles ou NERP, pour laquelle on exige un niveau minimum de production d'énergie à partir des énergies renouvelables). Dans le même ordre d'idées, l'étude de cas sur l'efficacité énergétique comprend des hypothèses limitées relatives au changement technologique induit (principalement sous forme d'un déclin des coûts de la technologie, accompagné d'une augmentation de la part de marché), alors que l'étude de cas sur l'énergie renouvelable englobe les incidences des politiques sur les décisions en matière de R-D, ainsi que l'effet conjugué des investissements en R-D et de l'accumulation de l'expérience, sur les futurs

coûts de l'énergie renouvelable. C'est la raison pour laquelle il n'est pas possible d'établir des comparaisons entre les coûts inhérents de réduction des émissions par tonne, d'une étude à l'autre.

Aucune des études de cas ne comprend la rétroaction aux changements survenus dans la demande globale, notamment l'impact sur le commerce, ni la rétroaction relative aux changements structurels de l'économie nationale.

Le Tableau 1 offre un résumé des principales hypothèses et extrants pour chaque étude de cas. Il n'était pas facile d'établir de comparaison directe dans la mesure où chaque équipe d'étude rapportait les intrants et les extrants de manière très différente (p. ex. valeurs actuelles contre moyennes annuelles, impacts globaux contre impacts sectoriels ou régionaux). Ce tableau donne un aperçu de la meilleure interprétation possible des résultats de chaque étude de cas.

### Énergie renouvelable

Cinq séries de mesures de rechange pour arriver à une réduction des émissions de 12 % :

- Norme de pourcentage d'énergie renouvelable dans les portefeuilles (24 %)
- Fixation d'un prix sur les émissions (10 \$/tonne)
- Subvention à l'énergie renouvelable (0,006 \$/kWh)
- Subvention à la R-D (61 % de la R-D prévue dans le scénario de référence)
- Combinaison de subventions à l'énergie renouvelable et à la R-D

Diminution de 9 à 24 Mt/an d'ici à 2030

~10 à 40 \$/tonne (note 2)

### Efficacité énergétique

Trois instruments de rechange avec deux niveaux de coûts fictifs (15 \$ et 30 \$ la tonne) :

- Taxe sur les gaz à effet de serre
- Permis négociables (vendus aux enchères)
- Subventions (aide, prêts et incitatifs fiscaux)

Diminution de 46 à 58 Mt/an d'ici à 2030

~15 à 30 \$/tonne

*suite à la prochaine page*

**Tableau 1 : Hypothèses et résultats des études de cas (suite)**

<b>Énergie à base d'hydrogène</b>	
Total des coûts directs de l'instrument (à l'exclusion d'autres rétroactions)	Aucune évaluation du total des coûts n'est fournie, mais partant de coûts moyens de la réduction de 1 400 \$/tonne, il faudra ~1,6 milliard de dollars en subventions gouvernementales par an d'ici à 2030.
Incidence des instruments sur les prix	Le recours aux subventions n'entraîne aucune augmentation de prix pour les non-participants (note 3).
Prise en compte des facteurs hors prix dans l'analyse	Le cadre de la modélisation tient compte des facteurs hors prix dans l'estimation des incidences des subventions sur les décisions prises par les producteurs et les consommateurs.
Effets inclus	Coûts de production de l'hydrogène Achats d'équipement par les producteurs et les consommateurs Demande d'hydrogène

## Énergie renouvelable

L'étude de cas calcule des coûts économiques moyens nets de 68 à 270 millions de dollars par an, représentant les variations des coûts aux consommateurs + les variations dans les profits des producteurs + les variations dans les recettes nettes du gouvernement. Dans le cas du prix des émissions, les recettes du gouvernement totaliseraient ~1 milliard de dollars par an. Dans le cas d'une subvention, les dépenses du gouvernement seraient de 125 à 460 millions de dollars par an.

Aucune augmentation de prix avec les subventions. Dans le cas du prix des émissions et de la NPERP, les prix moyens nationaux de l'électricité (fournie) augmentent de 4,0 à 5,4 % en 2015. L'impact de la NPERP faiblit à 1,0 % au dessous des niveaux de 20015, en raison l'effet des investissements dans la R-D. (Note 4)

Le cadre de la modélisation part du principe que toutes les technologies et solutions constituent de parfaits substituts et que les décisions sont uniquement fondées sur les prix relatifs.

**Adoption des énergies renouvelables**  
Dans le cas de l'imposition d'un prix sur les émissions, on a tenu compte du remplacement de carburant (passage du charbon au gaz naturel).  
Les rétroactions de la demande sont fondées sur les augmentations du prix de l'électricité (somme des élasticités).  
Investissement en R-D et réduction ultérieure des coûts de la technologie.  
Réduction des coûts de la technologie en raison de l'accumulation de l'expérience.

## Efficacité énergétique

Dans le cas des taxes sur les émissions, le gouvernement collecterait entre 5 et 10 milliards de dollars par an (après les changements dans l'intensité des émissions de gaz à effet de serre). Dans le cas des subventions, le gouvernement dépenserait entre 0,2 et 0,5 milliard de dollars par an. Cette estimation part du principe qu'il n'y a pas de resquilleurs, autrement les coûts augmenteraient jusqu'à 85 %. Dans les deux situations, ces coûts représentent le coût inhérent au fait d'imprimer des changements dans l'industrie en tenant compte des facteurs prix et hors prix. Sur le plan des coûts financiers réels, l'industrie économisera aussi entre 1,9 et 2,7 milliards de dollars par an en coûts d'énergie (déduction faite des coûts d'immobilisations).

Dans le cas des subventions, les effets combinés des subventions et des économies d'énergie pourraient en réalité faire baisser les prix dans certains secteurs (de 0,1 à 9,0 % selon le scénario de réduction et le secteur). Dans le cas des taxes sur le carbone, les prix pourraient fléchir dans certains secteurs (les économies d'énergie excèdent les coûts d'observation) et augmenter dans d'autres. Les incidences sur les prix sont les plus grandes dans le secteur des minéraux industriels où les coûts additionnels excèdent 5 % de la valeur totale de la production. Cet impact pourrait être atténué en ayant recours à des mécanismes de recyclage des recettes.

Le cadre de la modélisation tient compte des facteurs hors prix dans l'estimation de l'incidence des instruments sur les décisions des producteurs.

Investissements dans du matériel d'efficacité énergétique dans les secteurs ciblés ainsi que réduction des émissions de la production d'électricité en amont (grâce à la cogénération).

Quelques réductions dans les coûts de la technologie intégrés à l'augmentation des parts de marché.

*suite à la prochaine page*

**Tableau 1 : Hypothèses et résultats des études de cas (suite)**

<b>Énergie à base d'hydrogène</b>	
Effets exclus	Effets progressifs des politiques sur l'activité de R-D Effet de la R-D progressive et/ou de la pénétration du marché sur le rythme des changements technologiques Coûts indirects des fonds gouvernementaux employés aux subventions Variations possibles des prix de la production d'électricité d'origine fossile (par l'effet du changement en matière de technologie et des prix des combustibles fossiles)
Secteurs directement affectés	Transport, résident et commercial
Impact régional	Impacts modélisés par région L'adoption est la plus grande en Alberta, en Ontario, en C.-B. et en Saskatchewan.
Impact technologique	Augmentation de 50 % de la demande d'hydrogène pour les transports (augmentation de 43 à 67 % du nombre des véhicules fonctionnant à l'hydrogène) d'ici à 2030 Augmentation de 472 % de la demande d'hydrogène pour les piles à combustible fixes (hausse du nombre de piles à combustible installées de 230 %)

Notes :

1. Les émissions peuvent croître selon la source de l'hydrogène (p. ex. RMV par rapport à la production par électrolyseur).
2. L'instrument du prix des émissions est celui qui a le coût unitaire le plus faible. Les autres instruments sont plus dispendieux sur une base de coût unitaire. Cette valeur plus haute reflète le coût approximatif de la réduction dans le cas de subventions en R-D.
3. Pour les participants, le coût de l'hydrogène excède encore celui de l'essence et de l'électricité. L'adoption dépend de facteurs autres que financiers. En principe, la demande réduite de carburants classiques des participants pourrait faire baisser les prix de ces carburants pour les non-participants.
4. L'étude de cas ne fait pas clairement voir pourquoi le coût de l'électricité ne baisse pas aussi dans le cas d'un prix des émissions accompagné de dépenses accrues en R-D.

Source : Trent Berry, « *Macroeconomic Impacts of Fiscal Policy Promoting Long-term Decarbonization in Canada* », document de travail préparé pour la Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie (Vancouver, Compass Resource Management Ltd. août 2004).

---

---

**Énergie renouvelable**

---

**Efficacité énergétique**

---

Échanges d'électricité  
Effets en aval sur la production pour les secteurs individuels  
Rétroactions de la demande agrégées  
Coûts indirects des fonds gouvernementaux employés aux subventions et bénéfices indirects tirés du recyclage des recettes provenant des impôts

Effets des politiques sur l'activité de R-D.  
Effet de l'accumulation de l'expérience sur les coûts des technologies  
Rétroactions sectorielles de la demande  
Rétroactions agrégées de la demande  
Coûts indirects des fonds du gouvernement employés aux subventions et bénéfices indirects du recyclage des recettes provenant des impôts.

---

Électricité

Exploitation minière et fabrication (effets indirects sur le secteur de l'électricité par le remplacement du combustible et la cogénération)

---

Impacts modélisés en ayant recours à des paramètres nationaux agrégés

Impacts modélisés par région, mais les répercussions sous-régionales ne sont pas rapportées de manière séparée.

---

Hausse de 58 % à 80 % de la production d'énergie renouvelable  
Augmentation de 22 à 172 millions de dollars dans les dépenses annuelles en R-D  
Réduction de 13 à 26 % des coûts des énergies renouvelables

---

Englobe une vaste gamme de technologies et de procédés; l'impact est diffus.



## 9. RÉSULTATS SPÉCIFIQUES : EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DANS LE SECTEUR INDUSTRIEL

L'« efficacité énergétique » désigne le rapport entre l'extrant (service) d'un dispositif ou d'un système et l'énergie qui y est consommée. Cette étude de cas a concentré les efforts sur les secteurs canadiens de la fabrication et de l'exploitation minière<sup>66</sup>, en recherchant les possibilités d'efficacité énergétique pour le matériel utilisateur d'énergie, les grands procédés industriels, les technologies d'approvisionnement et les réseaux d'acheminement. Le remplacement de carburant a été envisagé de pair avec les solutions visant l'efficacité.

L'intensité énergétique à l'échelle de l'économie (unité d'énergie par unité de PIB) est influencée par deux facteurs : l'efficacité énergétique elle-même et d'autres facteurs comme les changements structurels de l'économie vers de nouvelles industries ou des produits à valeur ajoutée ayant des intensités d'énergie différentes en termes de production et d'effets d'interaction. Les réductions passées de l'intensité énergétique de l'économie sont dues en partie aux changements opérés dans la composition de l'économie, comme la croissance des secteurs de services et la relocalisation des usines de fabrication dans d'autres régions. La conception des mesures d'EF peut avoir une incidence sur la structure de l'économie en favorisant une ascension le long de la chaîne à valeur ajoutée de la production, vers des produits à valeur ajoutée dont l'élasticité de prix est plus grande et qui peuvent absorber les nouveaux coûts environnementaux.

Sur le plan de l'analyse, il est important de noter que le secteur de l'électricité n'a pas été inclus dans l'étude. La raison principale est qu'au Canada la majeure partie de l'électricité est encore produite par des centrales appartenant aux pouvoirs publics qui ne sont pas régies par les mêmes instruments fiscaux que les entreprises privées. Certains participants estimaient que ce secteur devrait être inclus car les occasions d'améliorer l'efficacité énergétique y sont nombreuses. Ils ont aussi indiqué que dans de nombreuses juridictions canadiennes<sup>67</sup>, l'électricité (et en particulier, l'électricité à la marge) sera de plus en plus produite par des producteurs indépendants, et le choix de leurs charges d'alimentation aura des conséquences importantes sur l'environnement. Exclure la production d'électricité du champ d'application des instruments fiscaux, créerait aussi des effets pervers involontaires — par exemple, les industries seraient incitées à installer des chaudières hautement efficaces plutôt que des installations de cogénération, plus bénéfiques sur le plan de la

réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'échelle du système énergétique dans son ensemble.

Cette étude de cas a envisagé le rôle de l'efficacité énergétique dans la promotion de la décarbonisation du système énergétique. Elle a aussi tenu compte des nombreux objectifs stratégiques que l'efficacité énergétique pouvait remplir. Par exemple, mettre l'accent sur la réduction du carbone a été perçu comme favorisant le respect des normes de la qualité de l'air, et comme tel, il peut intéresser les entreprises qui autrement seraient réticentes à adopter des mesures destinées à améliorer l'efficacité énergétique. Qui plus est, en encourageant l'efficacité énergétique, on appuierait du même coup d'autres priorités stratégiques comme la réduction de la demande d'énergie.

Selon une recherche effectuée par l'OCDE, les technologies novatrices de l'efficacité énergétique ou matérielle, offrent des avantages multifonctionnels, outre leurs effets d'atténuation des gaz à effet de serre. Les effets accessoires sur la qualité de l'air local, les effets macroéconomiques et les conséquences sur la santé sont bien compris. Toutefois, on néglige davantage de considérer d'autres bénéfices subsidiaires :

- l'amélioration de la qualité des produits, de la qualité de la vie, de la productivité du capital et de la main-d'œuvre, découlant de l'adoption de nouveaux procédés efficaces en énergie et en matériel;
- les effets dynamiques de l'apprentissage, des économies d'échelle et de la concurrence technologique entre technologies modernes et classiques;
- les incidences nettes sur l'emploi en raison de la substitution des importations et avantages reliés au fait d'être le premier instigateur;
- la redistribution régionale de l'emploi net en raison d'une répartition des emplois plus équitable dans une économie où les ressources sont gérées de manière efficace.

Ces avantages peuvent en réalité dépasser ceux liés aux économies d'énergie et à l'atténuation<sup>68</sup>.

### 9.1 ÉTAT DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DANS LE SECTEUR INDUSTRIEL

Le secteur industriel au Canada, qui comprend les activités des secteurs de la fabrication et des mines, est un important producteur de gaz à effet de serre. En 2000, il a émis, de manière directe, 237 Mt de gaz carbonique (CO<sub>2</sub>e), la plus grande partie étant le résultat de la consommation énergétique<sup>69</sup>. L'énergie totale consommée par le secteur industriel au cours de cette même année était de 3 187,2 PJ<sup>70</sup>.

L'intensité énergétique (par rapport au PIB) dans l'industrie canadienne a diminué d'environ 27 p. cent entre 1990 et 2002<sup>71</sup>. Les tendances de l'intensité carbonique sont semblables (mesurées en émissions de gaz à effet de serre par unité de PIB). Au cours de la même période, l'intensité carbonique (aussi par rapport au PIB) du secteur industriel canadien a aussi décliné, se stabilisant à un niveau d'environ 34 p. cent inférieur à celui des années 1990 en 2002<sup>72</sup>. Cette baisse des intensités énergétique et carbonique est due à une meilleure efficacité chez les utilisateurs d'énergie ainsi qu'à des changements structurels dans l'industrie (un changement dans la composition des produits ou de l'industrie). Elle est aussi due à des facteurs liés aux unités monétaires en terme de PIB, comme le coût de la main-d'œuvre ou le prix de vente du produit final. Les indicateurs composites calculés pour l'intensité énergétique mesurée en termes d'unités physiques agrégées, dans l'industrie canadienne de 1990 à 1996, laissent supposer un recul plus modeste de l'intensité énergétique par rapport aux mesures fondées sur le PIB.<sup>73</sup>

Le potentiel d'amélioration de l'efficacité énergétique peut encore être important, en particulier pour certains secteurs industriels. Par exemple, dans une étude préparée en 1996 pour Ressources naturelles Canada, les chercheurs constataient que les possibilités techniques d'économie d'énergie dans six grandes industries consommatrices d'énergie se situaient entre 3 et 25 p. cent de la consommation énergétique projetée en 2010<sup>74</sup>. Toutefois, trois décennies de recherches ont montré que les consommateurs et les entreprises se privent, apparemment, des investissements rentables dans l'efficacité énergétique. Une raison expliquant ce phénomène est que les projets portant sur l'efficacité énergétique entrent en concurrence les uns avec les autres, à l'intérieur d'une même entreprise, pour obtenir des fonds, et il se peut qu'ils ne satisfassent pas aux exigences internes établies en matière de taux de rendement. Une autre raison possible est que les entreprises hésitent à adopter de nouvelles technologies dont le risque d'échec est plus grand. Comme ces investissements sont irréversibles et peuvent être retardés, cette incertitude peut constituer un frein à leur réalisation. C'est là un

## Résultats

### EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DANS LE SECTEUR INDUSTRIEL

- Un prix fictif de 15 \$ par tonne de CO<sub>2</sub>e entraînerait une réduction de 46 Mt de CO<sub>2</sub>e d'ici à 2030, par comparaison avec le scénario de maintien du *statu quo*.
- Un prix fictif de 30 \$ par tonne de CO<sub>2</sub>e entraînerait une réduction de 58 Mt de CO<sub>2</sub>e d'ici à 2030, par comparaison avec le scénario de maintien du *statu quo*.

phénomène souvent appelé « écart d'efficacité énergétique » qui constitue un enjeu majeur pour l'évaluation du coût économique de l'EF et de son potentiel à influencer l'adoption de technologies écoénergétiques.

### 9.2 ÉTAT DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DU SECTEUR INDUSTRIEL D'ICI À 2030 EN SUPPOSANT UN SCÉNARIO DE MAINTIEN DU STATU QUO

Globalement, les émissions du secteur industriel (tel que défini dans l'étude de cas) croissent de 50 p. cent au cours de l'horizon de simulation de 2000 à 2030, les émissions directes augmentant et les émissions indirectes diminuant<sup>75</sup>. Les émissions totales augmentent à un rythme annuel de 1,53 p. cent, ce qui est plus rapide que la croissance de la consommation nette d'énergie qui augmente au rythme annuel de 1,48 p. cent (tableau 2). Il y a croissance des émissions parce qu'on s'attend à une augmentation appréciable de la production dans un certain nombre de sous-secteurs énergivores et à fortes émissions de carbone. La part de l'électricité produite par cogénération dans le secteur industriel augmente au cours de la période de simulation, notamment en ce qui

**Tableau 2 : Prévission de base des émissions de gaz à effet de serre (GES) et de la consommation énergétique au Canada**

	2000	2010	2020	2030	Croissance annuelle moyenne
<b>Émissions de GES (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>	288	343	396	453	1,53 %
directes	237	307	358	407	1,82 %
indirectes	50	36	38	46	-0,30 %
<b>Énergie (PJ)</b>	4 239	5 030	5 783	6 579	1,48 %

**Tableau 3 : Émissions de GES et énergie pour les scénarios de rechange, Canada**

	2000	2010	2020	2030
<b>Émissions totales de GES (Mt Co<sub>2</sub>e)</b>				
SQ (maintien du <i>statu quo</i> )	288	343	396	453
Hypocarboné I	288	322	365	407
Hypocarboné II	288	316	355	395
<b>Émissions directes de GES (Mt Co<sub>2</sub>e)</b>				
SQ	237	307	358	407
Hypocarboné I	237	292	339	386
Hypocarboné II	237	293	335	378
<b>Émissions indirectes de GES (Mt Co<sub>2</sub>e)</b>				
SQ	50	36	38	46
Hypocarboné I	50	29	26	22
Hypocarboné II	50	23	20	17
<b>Énergie (PJ)</b>				
SQ	4 239	5 030	5 783	6 579
Hypocarboné I	4 239	4 822	5 537	6 298
Hypocarboné II	4 239	4 818	5 497	6 232

SQ = maintien du status quo

concerne l'exploitation des sables bitumineux. Le secteur du pétrole et du gaz est celui qui génère la plus grande quantité d'émissions de gaz à effet de serre en raison d'une forte croissance des exportations de pétrole et de gaz vers les États-Unis.

### 9.3 SCÉNARIOS DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DANS LE SECTEUR INDUSTRIEL D'ICI À 2030 EN SUPPOSANT UNE INTERVENTION GOUVERNEMENTALE

Le modèle du SCMI<sup>76</sup> permet de faire ressortir un potentiel « atteignable », plutôt qu'une simple possibilité techniquement réalisable. Les mesures d'efficacité énergétique sont adoptées, dans le modèle, en fonction du stade de concurrence technologique illustrant les décisions d'achat des entreprises non seulement d'après l'atténuation des coûts annualisés sur le cycle de vie, mais également selon les préférences en matière de rendement, l'hétérogénéité des coûts, la valeur de l'option et les risques d'échec.

L'étude de cas a utilisé deux scénarios de rechange, hypocarboné I et hypocarboné II, qui simulent un prix fictif de 15 \$ la tonne de CO<sub>2</sub>e et de 30 \$ la tonne de CO<sub>2</sub>e respectivement, afin d'influer sur un changement dans les profils d'investissement sur un horizon de 25 ans (de 2005 à 2030). Le prix fictif a aussi été appliqué au secteur de l'électricité afin de pouvoir répercuter un prix du carbone dans le prix de l'électricité prévalant dans les sous-secteurs de l'industrie.

Le tableau 3 offre un résumé des résultats des scénarios hypocarboné I et hypocarboné II, comparativement au scénario de maintien du *statu quo* présenté au tableau 2. Les scénarios hypocarbonés I et II donnent respectivement des réductions des gaz à effet de serre de 46 Mt de CO<sub>2</sub>e et de 58 Mt de CO<sub>2</sub>e en 2030. La réduction d'émissions se situe en grande partie dans les émissions directes, bien que la réaction des émissions indirectes à l'imposition d'un prix fictif soit plus forte que celle des émissions directes (les émissions indirectes fléchissent de 53 p. cent, à 62 p. cent en 2030, tandis que les émissions directes ne régressent que de 5 p. cent, à 7 p. cent). Les mesures à l'origine de cette forte réaction des émissions indirectes comprennent une adoption accrue de systèmes de cogénération et d'autres mesures qui augmentent l'efficacité globale des systèmes moteurs auxiliaires. Le secteur de la fonte et de l'affinage des métaux, le raffinage du pétrole et les sous-secteurs du fer et de l'acier sont ceux qui contribuent le plus à la réduction des émissions par l'amélioration de l'efficacité énergétique.

Les coûts financiers ex ante s'élèvent à -17,64 milliards de dollars pour le scénario hypocarboné I et à -24,87 milliards de dollars pour le scénario hypocarboné II (en dollars de 2000). En d'autres termes, dans tous les sous-secteurs de l'industrie, les coûts sont négatifs, car la valeur des économies d'énergie (escomptée en 2004 à un taux de 20 p. cent) est supérieure à l'augmentation des coûts d'immobilisation initiaux inhérents à l'adoption de ces mesures.

Ces estimations ne rendent pas compte du risque, de la valeur de l'option, de l'hétérogénéité du marché et de la perception des avantages quantitatifs ou qualitatifs des choix de produits; par conséquent, elles ne reflètent pas la totalité de la compensation nécessaire pour que les entreprises amorcent un changement de technologie (ce que l'on appelle l'« écart d'efficacité énergétique »). L'incitatif financier total requis pour surmonter les choix technologiques classiques (p. ex. au moyen d'une subvention) s'élève à 2,012 milliards de dollars dans le scénario hypocarbone I et à 4,885 milliards de dollars dans le scénario hypocarbone II (en dollars de 2000). Fait remarquable, cet incitatif vise un programme dûment conçu pour cibler des mesures rentables; il ne tient pas compte des dépenses nécessaires pour subventionner les entreprises qui ont déjà amorcé un virage technologique dans le scénario de référence, un groupe susceptible de représenter 40 à 85 p. cent des bénéficiaires dans les évaluations antérieures des programmes d'efficacité énergétique.

Des renseignements supplémentaires sur les résultats de l'étude de cas sont fournis dans l'Annexe A.

#### 9.4 EFFETS MACROÉCONOMIQUES : ÉTUDE DE CAS SUR L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Les effets macroéconomiques des instruments proposés dans l'étude de cas sur l'efficacité énergétique peuvent être résumés comme suit :

- *Effets macroéconomiques agrégés* : non significatifs sur le plan national.
- *Effets distributifs et répercussions sur le plan de la compétitivité* : les effets distributifs possibles varient selon le type d'instrument employé. Les subventions n'entraîneraient aucunes augmentations de prix et pourraient même faire fléchir les prix de production. La fixation d'un prix sur les émissions (par des taxes ou des permis négociables) fera augmenter les coûts pour l'industrie. Toutefois, ces coûts seront en partie compensés par les économies réalisées grâce aux mesures d'efficacité énergétique et au remplacement des carburants, y compris la cogénération. Un bon nombre d'industries connaissent des hausses de coûts de moins de 1 p. cent de la valeur de la production. Avec un prix fictif de 15 \$ la tonne, l'incidence sur les prix varie entre des réductions de 0,4 p. cent pour le secteur des produits chimiques et des pâtes et papiers, et une augmentation de plus de 5 p. cent dans le secteur des minéraux industriels. Le prix fictif de 30 \$ la tonne enregistre moins de baisses de coûts et les coûts (mesurés en pourcentage de la valeur de la production) augmentent de plus de 12 p. cent dans le secteur des minéraux industriels. Du point de vue

de la sensibilité aux fluctuations des prix des marchés national et international, seuls le secteur des minéraux industriels et celui du fer et de l'acier subissent des changements dans les prix de production qui sont suffisamment élevés pour réduire cette dernière.

Ces incidences supposent qu'aucune politique d'atténuation n'a été mise en place.

- *Effets sur le changement technologique* : les effets sur le changement technologique à long terme sont très incertains et dépendront en partie du type d'instruments utilisés et de la conception précise de ces instruments. Toutefois, il est prouvé que les chocs qui ont eu lieu dans les années 1970 en matière de prix de l'énergie ont clairement stimulé l'investissement dans la R-D sur la mise au point d'un équipement plus efficace.

Des renseignements complémentaires sur les effets macroéconomiques des instruments proposés figurent dans le document de travail du programme EF et énergie<sup>77</sup>.

#### 9.5 IMPLICATIONS STRATÉGIQUES : EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DU SECTEUR INDUSTRIEL

Sur le plan stratégique, le fait de poser la réduction des émissions de carbone en objectif prioritaire revêt certaines conséquences qui sont bien illustrées dans l'étude de cas sur l'efficacité énergétique. On constate en effet dans cette dernière que trois objectifs stratégiques connexes peuvent mener chacun à la prise de mesures très différentes :

- Mettre l'accent sur l'efficacité énergétique seule pourrait, dans certains cas, faire augmenter l'intensité carbonique. Tandis que l'amélioration de l'efficacité énergétique dans le secteur industriel est intimement liée au remplacement de combustible et autres moyens de parvenir à une réduction des émissions de carbone; dans certains cas, elle peut aussi mener à un accroissement de l'intensité carbonique. À titre d'exemple, une chaudière au charbon est plus économe qu'une chaudière au bois ou même qu'une autre au gaz naturel. Cette orientation appuierait d'autres priorités stratégiques en matière d'énergie, comme le besoin de refermer les écarts prévus entre la demande et l'offre d'énergie.
- Poursuivre un double objectif, soit l'efficacité carbonique et l'efficacité énergétique, tel qu'il a été envisagé dans l'étude de cas, n'encouragerait que les mesures d'efficacité énergétique propres à générer aussi des dividendes sur le plan de la réduction de carbone.

- Mettre l'accent uniquement sur l'atténuation des gaz à effet de serre ouvrirait la porte à des mesures de réduction des émissions qui ne relèvent pas de l'efficacité énergétique, comme le remplacement de carburant, la réduction des émissions fugitives, la réduction des émissions émanant des procédés, et le captage et le stockage du dioxyde de carbone. Cette réduction des émissions est quelquefois plus rentable que celle obtenue par des mesures en matière d'efficacité énergétique.

Ces résultats mettent en lumière l'importance attachée à la poursuite d'un double objectif, une approche qui permet aussi d'appuyer un éventail plus vaste d'objectifs stratégiques tout en refermant l'écart en matière d'offre.

La conclusion sous-jacente à l'étude de cas est que l'efficacité énergétique dans le secteur industriel est essentiellement une question de financement de projets. Il est en général plus probable que les entreprises du secteur industriel aient déjà recherché des solutions rentables de réduction de consommation d'énergie que les ménages. Toutefois, la recherche menée depuis 30 ans indique que les consommateurs et les entreprises négligent, apparemment, les investissements rentables dans l'efficacité énergétique. Les résultats de l'analyse économique réalisée dans l'étude de cas sur l'efficacité énergétique confirment cette impression générale, et indiquent que, dans tous les sous-secteurs de l'industrie analysés, la valeur des économies d'énergie<sup>78</sup> est supérieure à celle des coûts d'immobilisation initiaux qui y sont associés. Pourquoi les entreprises ne réalisent-elles pas ces investissements? Une raison possible est que les projets portant sur l'efficacité énergétique se font concurrence entre eux pour obtenir des fonds, à l'intérieur d'une même entreprise, et qu'il se peut qu'ils ne satisfassent pas aux exigences internes établies en matière de taux de rendement, ou qu'ils ne soient pas aussi intéressants que d'autres investissements, comme ceux visant à améliorer la productivité, par exemple. Ces situations constituent des occasions d'affaires sérieuses pour des tierces parties comme les sociétés d'ingénierie et/ou les sociétés de placement. Une autre raison possible est que les entreprises hésitent à adopter de nouvelles technologies qui présentent un plus grand risque d'échec.

L'organisation du marché dans lequel l'entreprise évolue pèse lourdement sur les décisions d'investissement en matière d'efficacité énergétique. Dans les marchés en forte croissance et très concurrentiels, l'efficience en matière d'énergie et d'autres intrants est essentielle à la survie des entreprises. Les marchés en stagnation, au contraire, offrent un contexte peu propice à l'innovation et à l'investissement, et se contentent d'équipements déjà dépréciés pour maintenir au plus bas les coûts de production<sup>79</sup>.

Les projets portant sur la promotion de l'efficacité énergétique entrent en concurrence avec d'autres projets pour obtenir un investissement de l'entreprise en question. Dans les secteurs de l'industrie hautement énergivores, les sociétés sont fortement incitées à investir dans des systèmes énergétiques plus efficaces. Dans d'autres secteurs, toutefois, les investissements les plus intéressants se situent souvent dans la mise au point de nouveaux produits ou dans des projets de modernisation ou de réorganisation qui ne procurent aucun gain en termes d'efficacité énergétique. Les petites et moyennes entreprises (PME) dont le capital d'investissement est limité doivent souvent, pour des raisons économiques, éviter des projets dont les délais de récupération sont longs, et qui sont typiques des mesures d'économies d'énergie<sup>80</sup>. Qui plus est, il est fréquent que les PME ne disposent pas de l'expertise interne leur permettant de repérer les occasions d'efficacité énergétique, ni d'en faire le suivi.

Ces constatations mettent en évidence le rôle joué par les prix de l'énergie et les forces du marché dans la stimulation des mesures d'efficacité énergétiques ainsi que la nécessité d'un signal de prix, étant donné que les prix actuels semblent trop bas pour être en mesure de favoriser des progrès importants en matière d'efficacité. Le choix d'un instrument fiscal approprié se situe entre des mesures ciblées pour un groupe de technologies ou un secteur en particulier, ou un instrument fiscal général qui ne privilégie aucune technologie ou aucun secteur en particulier. Dans l'un ou l'autre cas, les répercussions ultimes dépendent largement du niveau auquel l'instrument est fixé (dans l'étude de cas elle-même, le prix « fictif » du carbone). Ce niveau doit au minimum permettre de surmonter l'obstacle lié à l'écart d'efficacité énergétique.

L'étude de cas conclut que l'intervention stratégique la plus appropriée devrait se situer aux deux extrémités de la chaîne du produit : (1) l'adoption par le marché de technologies et de procédés existants (et éventuellement émergents), et (2) la R-D reliée à la mise au point de nouvelles technologies de l'efficacité énergétique, en particulier celles qui procurent des avantages dans ce domaine.

De toute évidence, les deux stades sont étroitement liés, en autant qu'ils supposent un cycle d'investissement, de mise au point et d'adoption par le marché, qui soit dynamique et continu. Dans un tel scénario, favoriser l'adoption par le marché des technologies qui « dorment sur les tablettes » suscite le réinvestissement dans de nouvelles technologies dans le domaine de l'efficacité énergétique, ainsi qu'un cercle vertueux d'investissement menant à une intensification de la R-D et à une amélioration permanente dans le domaine de l'efficacité énergétique. Les améliorations du rendement dans le domaine de l'efficacité énergétique suivent une tendance positive progressive, comme on l'a

vu pour l'effet cumulatif du rythme de 1 p. cent par an des améliorations à l'efficacité énergétique qui a été observé dans le cadre du Programme d'économie d'énergie dans l'industrie canadienne (PEEIC).

Quant aux technologies éprouvées dans le domaine de l'efficacité énergétique, l'intervention des politiques devrait encourager l'adoption par le marché des technologies et procédés existants. Le choix des outils d'EF pour y parvenir reposera sur la nature des possibilités d'efficacité énergétique existant dans le secteur industriel. L'utilisation de l'énergie dans l'industrie peut être perçue en termes de services génériques ou auxiliaires (systèmes de vapeur, systèmes d'éclairage, systèmes de chauffage, de ventilation et de climatisation ou CVC; et systèmes à moteurs électriques) et de procédés spécifiques à un secteur ou même à une installation en particulier. En ce qui concerne cette dernière catégorie d'utilisation, la possibilité d'efficacité énergétique est caractérisée par d'innombrables technologies et procédés particuliers et différenciés, non seulement entre les divers secteurs mais aussi dans le cadre des activités d'un seul secteur.

Parmi les mesures fiscales visant l'efficacité énergétique dans le secteur industriel, la déduction pour amortissement occupe une place prépondérante; une méthode qui, sur le plan de l'administration fiscale, est technologiquement normative. Elle est par conséquent bien indiquée pour les technologies génériques et auxiliaires qui jouissent d'une large application. Elle est moins appropriée pour des procédés propres à un secteur ou à une installation en particulier dans lesquels la possibilité d'efficacité énergétique est caractérisée par d'innombrables technologies et procédés particuliers et différenciés, non seulement entre les divers secteurs, mais aussi dans le cadre des activités d'un seul secteur. Elle convient aussi moins bien aux possibilités visant des technologies axées sur un système ou propres à un secteur ou à un procédé particulier qui sont, par nature, radicales. Citons à titre d'exemple la substitution de procédés thermiques par des procédés ayant recours à des techniques à membrane ou à la biotechnologie, ou les améliorations à l'efficacité matérielle de la production. Ces catégories de possibilités sont mieux appuyées par des mesures fiscales générales fondées sur le rendement (par opposition aux mesures visant à privi-

légier certaines technologies), comme une redevance sur les émissions ou la réglementation axée sur le marché (permis négociables)<sup>81</sup>. Selon cette approche, le gouvernement fixe une cible accompagnée d'une réglementation — pouvant être axée sur les émissions (pour obtenir à coup sûr des résultats sur le plan de l'environnement) ou sur une technologie (pour être plus sûr d'obtenir des résultats sur le marché) — et attribue des permis négociables (par vente aux enchères ou gratuitement) à toutes les parties concernées. Cette méthode confère une souplesse individuelle dans l'atteinte d'une exigence ou limite obligatoire — l'intéressé peut se conformer à l'exigence ou payer d'autres intervenants pour le faire. En outre, l'expérience tirée de cette approche a montré qu'elle prévenait plus efficacement les effets de rebond et offrait un signal en faveur de l'innovation technologique à long terme.

Les participants au programme ont estimé que les mesures fiscales seules ne suffisent pas à couvrir la diversité des possibilités technologiques qui s'offrent en matière d'efficacité énergétique dans le secteur industriel ou des améliorations axées sur un système; en outre, on s'inquiétait de l'importance des dépenses publiques, par unité d'effet, qui est courante dans le cas des programmes de subvention, en raison de la présence d'entreprises qui auraient réalisé les changements souhaités même en l'absence de la subvention.

Au niveau théorique, les participants privilégiaient la redevance sur les émissions, et d'autres recherches ont montré qu'elle était intéressante sur le plan économique, en particulier lorsqu'un recyclage créatif des recettes, des exemptions sectorielles, des ajustements fiscaux à la frontière<sup>82</sup> permettent de répondre aux préoccupations au sujet de la compétitivité. Toutefois, un prix des émissions appliqué au secteur industriel a été considéré par la plupart des participants comme la mesure la moins viable sur le plan politique malgré son effet très limité sur la production : l'évaluation macroéconomique de l'effet du signal de prix de 30 \$ la tonne de CO<sub>2</sub>e dans l'étude de cas (sans politiques d'atténuation) a conclu que seuls les secteurs des minéraux industriels et du fer et de l'acier subiraient des changements de prix de production suffisamment élevés pour réduire la production.

Pour toutes ces raisons, les participants ont estimé que la réglementation axée sur le marché (analogue au système d'échange de droits d'émissions intérieurs pour les grands émetteurs finaux) était le moyen le plus efficace sur le plan environnemental, le plus efficient sur le plan économique et le plus acceptable sur le plan politique, de favoriser l'adoption des technologies écoénergétiques et des procédés à haut rendement énergétique dans les secteurs de la fabrication et de l'exploitation minière.

Toutes les technologies écoénergétiques ne sont pas éprouvées. D'autres ne peuvent qu'émerger et en sont actuellement à un stade de démonstration ou n'ont été appliquées que dans un créneau relativement étroit (c. à d. réduction directe du fer et de l'acier). Qui plus est, d'autres n'ont pas encore donné les résultats attendus, sur le plan technique, et font l'objet de programmes dynamiques de R-D. L'innovation technologique peut être progressive (innovation lente et graduelle au sein des technologies existantes) ou radicale (la mise au point et l'introduction sur le marché de nouvelles technologies ou de nouveaux procédés qui améliorent radicalement la performance sur le plan de l'efficacité énergétique). Il n'est pas toujours possible de prédire quel type de technologie sera plus efficace pour réduire l'énergie à plus longue échéance.

L'innovation radicale est celle qui provoque des changements par étape en matière d'efficacité énergétique. Parallèlement, ces innovations radicales, axées sur les procédés supposent un remplacement d'un parc plus grand d'immobilisations que les innovations progressives qui peuvent ne concerner que certains éléments technologiques. La nécessité de remplacer un parc plus important d'immobilisations constitue un obstacle supplémentaire à l'adoption de technologies radicalement novatrices, car le marché de l'efficacité énergétique, en particulier dans le secteur industriel, est lié par des échéanciers de rotation du stock de capital. Il est difficile de prédire de quelle manière cette innovation contribuera à la décarbonisation des systèmes énergétiques. Le fait de n'avoir pas inclus l'innovation radicale future peut rendre l'analyse conservatrice.

## Recommandation

**Pour appuyer la réduction à long terme des émissions de carbone par l'adoption de l'efficacité énergétique dans l'industrie, le gouvernement fédéral devrait :**

- a) intégrer une convergence sur l'efficacité du carbone dans les activités de promotion de l'efficacité énergétique afin d'éviter que ces activités entraînent une augmentation perverse des émissions de carbone;
- b) mettre en œuvre un signal de prix général pour la réduction des émissions de carbone;
- c) si b) est impossible, accroître les mesures fiscales ciblées (qui conviennent le mieux aux technologies génériques et auxiliaires) par une réglementation plus générale axée sur le marché (basée sur les émissions ou la technologie) afin de saisir les possibilités systémiques;
- d) fournir de l'appui en R-D pour la mise au point de nouvelles technologies d'efficacité énergétique et, en particulier, celles qui offrent des avantages radicaux à cet égard (p. ex. par de nouveaux procédés de production). Il faudrait assurer le suivi, au moyen de mesures fiscales ciblées, jusqu'à la commercialisation de la technologie.

## 10. RÉSULTATS PARTICULIERS : LES TECHNOLOGIES DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Les technologies de l'électricité renouvelable (TER) émergentes ont été définies dans cette étude comme celles susceptibles d'être certifiées en vertu du programme EcoLogo, qui servent à produire de l'électricité et qui sont branchées au réseau électrique principal. L'éventail des technologies examinées comprend les aérogénérateurs (sur terre et au large), les petites centrales hydroélectriques, les systèmes photovoltaïques reliés au réseau électrique principal (PV), le captage du gaz d'enfouissement (aux fins de production d'électricité), la biomasse (aux fins de production d'électricité), l'énergie thermique des océans (technologies de conversion de l'énergie des vagues et de l'énergie marémotrice) et la géothermie. Les technologies utilisant l'énergie thermique, comme les thermopompes puisant l'énergie dans le sol, les chauffe-eau solaires et les systèmes autonomes ont été exclus en raison de contraintes liées à la modélisation. L'hydroélectricité à grande échelle n'a pas non plus été intégrée à l'étude parce qu'elle est considérée comme une technologie éprouvée. Les participants ont relevé ces exclusions, rappelant que ces sources d'énergie renouvelables sont importantes et doivent aussi être prises en compte dans la conception d'une politique.

La mise en valeur des technologies de l'électricité renouvelable naissantes se heurte à de nombreux obstacles : problèmes liés à l'acceptation et à la demande du marché; enjeux liés à la délivrance de permis et à l'acceptation de la collectivité; irrégularité de la ressource; absence de proximité des ressources par rapport aux réseaux de transmission; insuffisance de la capacité de transmission; lacunes dans la localisation géographique des ressources; manque de normes techniques et d'un processus d'établissement de règles techniques à l'échelle nationale; pénurie de main-d'œuvre technique expérimentée; ainsi qu'un vaste éventail de politiques et de réglementations qui, involontairement peut-être, privilégient d'autres technologies<sup>83</sup>.

À cette longue liste s'ajoutent les obstacles économiques. Parmi ceux-ci figurent les prix plus élevés que les autres sources classiques d'électricité, malgré les prévisions de réduction abruptes de coûts rendues possibles grâce aux économies d'échelle et à la R-D continue. Les installations d'énergie renouvelable exigent, en général, des investissements importants, mais elles n'assument pas de coûts de carburant sur une base permanente (à l'exception de la biomasse); c'est pourquoi leur viabilité économique est tributaire du coût du capital et de leur capacité à réduire les coûts d'immobilisation. En général, dans les marchés déréglementés de l'électricité, l'accès au marché est favorisé par la concurrence entre les détaillants. Qui plus est, la

politique gouvernementale embryonnaire et la volatilité des incitatifs fiscaux contribuent à l'incertitude qui règne dans ce secteur<sup>84</sup>.

La convergence de ces obstacles a pour effet de créer un écart important entre le potentiel technique des TER émergentes et la puissance installée réelle. Dans l'étude de cas, le potentiel technique a été estimé avoir une capacité se situant entre 68 500 et 336 600 MW, qui fournit entre 244 700 et 1 210 400 GWh par an, comparativement à une puissance installée réelle qui n'est aujourd'hui que de 2 300 MW en termes de capacité, produisant 12 100 GWh par an<sup>85</sup>.

Des problèmes de fiabilité des données ont aussi été rencontrés pour cette étude de cas, comme pour les autres. L'étude a défini un *potentiel technique* des énergies renouvelables (la « limite supérieure » à long terme de la puissance installée pour une technologie donnée) et le *potentiel pratique* (une prévision largement subjective de la capacité de production d'une technologie donnée qui pourrait être « pratiquement » installée au cours d'une période précise). Les discussions qui ont eu lieu à propos de ces données ont révélé que ces potentiels sont interprétés différemment selon les études et les individus. Par exemple, l'évaluation du potentiel pratique est fondée sur une évaluation de l'accessibilité de la ressource et/ou de la possibilité d'y accéder grâce à une amélioration du transport de l'énergie. Comment évaluer les obstacles liés au transport de l'énergie? Quel est le niveau d'investissement requis pour améliorer le transport de l'énergie? En définitive, qui devrait assumer le coût de ces branchements?

Quelques participants au programme EF et énergie ont estimé que l'analyse présente peut aussi avoir surestimé la production centralisée d'électricité ce qui diminuerait l'impact de la production d'électricité décentralisée à petite échelle, qui est en pleine évolution dans de nombreuses juridictions. Des débats ont aussi eu lieu pour savoir s'il fallait imposer des limites à la production d'électricité renouvelable afin de préserver la stabilité du réseau électrique. On a relevé que certaines énergies renouvelables (p. ex. énergie éolienne et hydroélectricité) se complètent les unes les autres de manière à renforcer la stabilité du réseau électrique.

### 10.1 ÉTAT DU SECTEUR ÉMERGENT DE L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE

En 2003, la puissance installée de base des TER reliées au réseau électrique (en se fondant sur les balises indiquées ci-avant) au Canada était d'environ 2 300 MW. On estime qu'elle a généré environ 12 100 GWh d'électricité et qu'elle représentait environ 2 p. cent de la capacité de production installée du Canada. Sur ce total, la part de l'hydroélectricité est de 1 800 MW et de 9 460 GWh par an; si l'on tenait compte des grandes centrales



hydroélectriques qui ont été exclues par l'application des critères EcoLogo, la puissance installée totale pour l'hydroélectricité serait de 68 100 MW, produisant 346 000 GWh, ce qui représente 59 p. cent de la production totale annuelle d'électricité du Canada qui s'élève à 589 500 GWh.

À l'extérieur du Canada, en 2001, la part des sources d'énergie renouvelables sur le total de l'offre d'énergie primaire des pays de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) était de 5,7 p. cent, dont 54 p. cent provenait de combustibles renouvelables et de déchets<sup>86</sup>, 35 p. cent de l'hydroélectricité, 12 p. cent de l'énergie géothermique, solaire, éolienne ou marémotrice. Dans le monde, les énergies renouvelables représentaient 15 p. cent de la production mondiale d'énergie électrique, mais seulement 2,1 p. cent si l'on exclut l'hydroélectricité à grande échelle.

## 10.2 ÉTAT DU SECTEUR ÉMERGENT DE L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE JUSQU'EN 2030 EN SUPPOSANT UN SCÉNARIO DE MAINTIEN DU STATU QUO

Le scénario de maintien du *statu quo* appliqué aux TER reliées au réseau électrique en 2030 a dégagé le potentiel technique et le potentiel pratique de chaque technologie. Le potentiel technique désigne la « limite supérieure » à long terme de la puissance installée pour une technologie donnée<sup>87</sup>. Le potentiel pratique est un sous-ensemble du potentiel technique; il désigne la capacité de production totale d'une technologie donnée qui pourrait être « pratiquement » installée au cours d'une période précise<sup>88</sup>.

Les travaux de recherche ont dégagé un très large éventail de prévisions, et par conséquent, les données concernant les potentiels technique et pratique ne sont que des estimations. Pour le potentiel technique total (non cumulatif), la limite inférieure de la capacité a été estimée à 68 550 MW et la limite supérieure à 336 600 MW.

## Électricité renouvelable émergente

Les mesures susceptibles d'atteindre une réduction des émissions de 12 p. cent sont les suivantes :

- un prix des émissions de 10 \$ la tonne de CO<sub>2</sub>; ou
- une norme de pourcentage d'énergie renouvelable dans les portefeuilles (NPERP) de 24 p. cent; ou
- une subvention à la production d'électricité renouvelable de 0,006 \$/KWh; ou
- une combinaison NPERP de 24,21 p. cent et subvention à la production d'électricité renouvelable 0,002 \$/kWh; ou
- une augmentation de 61 p. cent des subventions à la R-D.

Cela se traduit par une production de 244 700 GWh par an et de 1 210 400 GWh par an respectivement. L'estimation du potentiel pratique du secteur émergent de l'électricité renouvelable au Canada est indiquée au Tableau 4 sous forme de fourchettes de résultats afin de refléter le haut niveau d'incertitude inhérente<sup>89</sup>.

À titre de comparaison, les États-Unis visent à presque doubler, entre 2000 et 2025, la production d'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables (à l'exclusion de l'hydroélectricité). Parallèlement, l'Union européenne s'est fixé l'objectif de produire 22,1 p. cent de son électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et de réserver une part de 12 p. cent à ces sources dans la consommation nationale brute d'énergie, d'ici 2010.

**Tableau 4 : Estimation du potentiel pratique des TER reliées au réseau électrique au Canada, en 2010 et en 2020**

TER reliées au réseau électrique (susceptibles d'être certifiées en vertu d'EcoLogo)	Capacité (MW)				Production (GWh/an)			
	2010		2020		2010		2020	
Estimation du potentiel pratique total	Inf.	Sup.	Inf.	Sup.	Inf.	Sup.	Inf.	Sup.
	12 434	22 185+	26 829+	51 295+	57 412	98 260+	112 512+	174 700+

Le signe « + » indique que les lacunes des données ont mené à une sous-évaluation du potentiel pratique. Les renseignements complets sur les données sous-jacentes figurent dans l'Annexe B.

### 10.3 ÉTAT DU SECTEUR ÉMERGENT DE L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE JUSQU'EN 2030 EN SUPPOSANT UNE INTERVENTION GOUVERNEMENTALE

Le modèle utilisé dans l'étude de cas sur l'électricité renouvelable émergente a fixé une cible de réduction des émissions (en l'occurrence une réduction de 12 p. cent des émissions de carbone selon le scénario de référence), pour ensuite évaluer diverses options stratégiques permettant d'atteindre cet objectif. Le modèle comporte deux phases : 2010–2015 et 2015–2030; la production et la consommation d'électricité ainsi que les émissions ont lieu dans les deux phases, alors que l'investissement dans le savoir est réalisé au cours de la première phase. Sous l'effet des changements technologiques et de l'innovation, les coûts de production de l'électricité renouvelable fléchissent au cours de la seconde phase. Les technologies ayant recours aux combustibles fossiles, qui fixent le prix de l'électricité pour l'ensemble du marché, sont considérées comme des technologies marginales susceptibles d'être supplantées par les technologies de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable.

L'intensité carbonique du marché de l'électricité est fonction de trois facteurs :

- *Pénétration des énergies renouvelables* : quelle est la part de l'électricité renouvelable dans la production d'électricité totale canadienne. Ce facteur est influencé par le coût de la production d'électricité renouvelable comparé à la production d'électricité à partir de combustibles fossiles;
- *L'intensité carbonique de la production d'électricité d'origine fossile* : combien de carbone contient une unité d'électricité générée à partir de combustibles fossiles. Ce facteur est influencé par le coût des émissions de carbone;
- *La demande totale d'électricité* : elle est déterminée par les efforts des consommateurs en matière d'efficacité énergétique et de conservation de l'énergie. Ce facteur est influencé par le prix de l'électricité.

L'efficacité économique et l'efficacité sur le plan de l'environnement des instruments fiscaux sont liées à leur capacité d'influencer le marché de l'électricité dans son ensemble, et les trois facteurs de décarbonisation en particulier. En règle générale, un instrument est d'autant plus efficace qu'il fait passer le message auprès des nombreux intervenants du marché de l'électricité que le carbone est plus dispendieux : les producteurs d'électricité d'origine fossile réduiront l'intensité de leurs

émissions; les producteurs d'électricité renouvelable produiront d'autant plus que le différentiel de prix entre la production d'électricité renouvelable et celle d'origine fossile diminuera; les consommateurs prendront des mesures pour économiser l'électricité, réduire la demande et déplacer la production d'électricité d'origine fossile. Cette conclusion se vérifie dans le contexte de multiples hypothèses de variables d'intrants et explique pourquoi le scénario du prix des émissions est préférable à celui d'une NPERP ou d'une subvention à la production d'électricité renouvelable. Le scénario des subventions à la R-D offre un bon exemple du risque accru lié au recours à un instrument unique : selon ce scénario, la réduction des émissions dépend entièrement de la capacité des investissements dans la R-D à obtenir l'innovation propre à réduire les coûts de l'énergie renouvelable. Même si les dépenses engagées en matière de R-D devraient normalement entraîner des réductions de coûts, l'ampleur et l'échelle ces réductions de coûts sont encore mal connues, ce qui augmente d'autant l'incertitude générale entourant l'instrument.

Le modèle utilisé dans l'étude de cas a montré que la cible de réduction des émissions de 12 p. cent (comparé au scénario de maintien du *statu quo*) pourrait être atteinte en ayant recours à n'importe lequel des instruments suivants :

- un prix des émissions de 10 \$ la tonne CO<sub>2</sub>;
- une NPERP de 24 p. cent, qui oblige les compagnies d'électricité à acheter des certificats verts ou l'équivalent dans le but d'accroître la production d'électricité renouvelable par rapport à la production d'électricité d'origine fossile;
- une subvention à la production d'électricité renouvelable de 0,006 \$/kWh, modélisée comme une subvention gouvernementale directe aux producteurs utilisant des TER émergentes;
- une combinaison NPERP de 24,21 p. cent et subvention à la production d'électricité renouvelable 0,002 \$/kWh, modélisées en tandem;
- une augmentation de 61 p. cent des subventions à la R-D dans le domaine de l'énergie renouvelable afin de réduire les coûts de la production future d'énergie renouvelable dans le futur.

Les résultats de la modélisation concernant chacun de ces instruments sont énumérés au Tableau 5. Un résumé des résultats distributifs des instruments figure au Tableau 6. Des renseignements supplémentaires sur les résultats de l'étude de cas sont fournis dans l'Annexe B.

**Tableau 5 : Résumé des résultats de la modélisation des instruments fiscaux (en dollars de 2000)**

	Scénario de référence	Prix des émissions	NPERP	Subvention à la production d'électricité renouvelable	Combinaison NPERP et subvention à la production d'électricité renouvelable	Subvention à la R-D sur l'électricité renouvelable
<b>1. Niveau de politique correspondant à une réduction des émissions de 12 %</b>		10 \$ la tonne de CO <sub>2</sub> dans l'étude de cas*	24 % de la production indiquée	0,006 \$	RPS=24,21 % RGS=0,002 \$	61 %
<b>2. Prix de l'électricité (en \$/kWh)</b>						
1 <sup>re</sup> phase	0,092 \$	0,097 \$	0,095 \$	0,092 \$	0,095 \$	0,092 \$
2 <sup>e</sup> phase	0,092 \$	0,097 \$	0,093 \$	0,092 \$	0,092 \$	0,092 \$
<b>3. Émissions de carbone (en Mt)</b>						
1 <sup>re</sup> phase	106	98,10	91,00	98,97	91,08	104,00
2 <sup>e</sup> phase	101	84,40	91,90	83,50	91,95	77,40
<b>4. Production d'électricité renouvelable (en MWh 10<sup>11</sup>)</b>						
1 <sup>re</sup> phase	0,29	0,40	0,54	0,42	0,55	0,31
2 <sup>e</sup> phase	0,38	0,66	0,55	0,72	0,55	0,83
<b>5. Production d'électricité d'origine fossile (en MWh 10<sup>11</sup>)</b>						
1 <sup>re</sup> phase	2,00	1,85	1,71	1,87	1,72	1,98
2 <sup>e</sup> phase	1,91	1,59	1,73	1,57	1,73	1,46
<b>6. Production totale d'électricité (en MWh 10<sup>11</sup>)</b>						
1 <sup>re</sup> phase	2,29	2,25	2,26	2,29	2,27	2,29
2 <sup>e</sup> phase	2,29	2,25	2,28	2,29	2,29	2,29
<b>7. R-D en matière d'énergie renouvelable (en M \$)</b>	129 \$	450 \$	320 \$	533 \$	325	1 576 \$
<b>8. Réductions supplémentaires des coûts liés à l'énergie renouvelable</b>	0 %	15 %	13 %	16 %	13 %	26 %
<b>9. Δ Surplus des consommateurs (en M \$)</b>	0 \$	(11 690 \$)	(4 521 \$)	0 \$	(3 533 \$)	0 \$
<b>10. Δ Surplus des producteurs (en M \$)</b>	0 \$	2 215 \$	3 480 \$	2 846 \$	3 547 \$	1 590 \$
<b>11. Δ Transferts (en M \$)</b>	0 \$	8 896 \$	0 \$	(3 557 \$)	(1 072 \$)	(3 890 \$)
<b>12. Δ Bien-être – aucun bénéfice évalué (en M \$) [9+10+11=12]</b>	0 \$	(579 \$)	(1 041 \$)	(711 \$)	(1 058 \$)	(2 300 \$)
<b>13. Δ Bien-être par comparaison avec le prix des émissions</b>	—	1,00	1,80	1,23	1,83	3,97

Les chiffres peuvent ne pas être absolument précis parce qu'ils ont été arrondis.

\* Ce qui correspond à 9 % de la production canadienne annuelle.

Source : Marbek Resource Consultants et Resources for the Future.

**Tableau 6 : Résumé des résultats distributifs**

	<b>I. Scénario de référence</b>	<b>II. Prix des émissions</b>	<b>III. Norme de pourcentage d'énergie renouvelable dans les portefeuilles (NPERP)</b>	<b>IV. Subvention à la production d'électricité renouvelable</b>	<b>V. Combinaison NPERP et sub-ventions à la production</b>	<b>VI. Subvention à la R-D en matière d'énergie renouvelable</b>
Pour <b>réduire les émissions de CO<sub>2</sub> de 12 %</b> de 2010 à 2030, on verrait...	(Aucune initiative pour atteindre la cible)	Émetteurs paient <b>10 \$</b> la tonne de CO <sub>2</sub>	Part des énergies renouvelables dans la production indiquée dans l'étude de cas : <b>24 %</b> — soit 9 % de la production canadienne annuelle.	Subvention gouvernementale de <b>0,006 \$</b> par kWh produit à partir des énergies renouvelables.	NPERP de <b>24,21 %</b> et subvention à la production de <b>0,002 \$</b>	Augmentation de <b>61 %</b> des dépenses en R-D des secteurs public et privé.
<b>Impact sur la production d'électricité</b>	Énergies renouvelables gagnent des parts de marché; réduction des émissions de carbone de 5 %.	Pénétration légèrement plus rapide des énergies renouvelables qu'avec I; producteurs d'électricité sont ceux qui travaillent le plus fort pour réduire les émissions de carbone.	Pénétration plus importante des énergies renouvelables qu'avec II; coûteux pour les producteurs d'électricité au départ, mais les coûts diminuent au fil du temps.	Pénétration plus importante des énergies renouvelables qu'avec II; ne sont pas un facteur de réduction de l'intensité des émissions (= efficacité accrue).	Davantage d'énergies renouvelables production d'électricité d'origine fossile inchangée.	Très forte pénétration des énergies renouvelables vers la fin de la seconde phase seulement.
<b>Impact sur les consommateurs</b>	<i>Statu quo</i>	Augmentation la plus forte des prix de l'électricité; économies d'énergie favorisées; répercussions négatives sur certains secteurs.	Prix d'ensemble de l'électricité sont plus bas qu'avec II, mais augmentent puis chutent; économies d'énergie non favorisées.	Prix de l'électricité inchangés; économies d'énergie non favorisées.	Prix de l'électricité légèrement plus bas qu'avec IV; économies d'énergie non favorisées.	Prix de l'électricité inchangés économies d'énergie non favorisées.
<b>Impact sur le gouvernement</b>	<i>Statu quo</i>	Augmentation des recettes du gouvernement (grâce aux prélèvements en vertu du prix des émissions); possibilité de répartir ces revenus entre les secteurs touchés.	Aucun prélèvement, perte ou transfert de recettes par le gouvernement.	Importants décaissements réalisés par le gouvernement pour financer la subvention.	Décaissements réalisés par le gouvernement pour financer la subvention (de 1 milliard de dollars).	Importants décaissements réalisés par le gouvernement pour financer la R-D dans les énergies renouvelables.

**Tableau 6 : Résumé des résultats distributifs (suite)**

	<b>I. Scénario de référence</b>	<b>II. Prix des émissions</b>	<b>III. Norme de pourcentage d'énergie renouvelable dans les portefeuilles (NPERP)</b>	<b>IV. Subvention à la production d'électricité renouvelable</b>	<b>V. Combinaison NPERP et sub-ventions à la production</b>	<b>VI. Subvention à la R-D en matière d'énergie renouvelable</b>
<b>Impact sur le secteur de production d'électricité renouvelable</b>	<i>Statu quo</i> ; Pénétration assez continue.	Hausse de la production; baisse des coûts de production; quelques profits; niveaux élevés de R-D.	Hausse de la production plus forte qu'avec II; profits légèrement plus élevés qu'avec II; mais R-D réduite.	Hausse des profits au fur et à mesure de la baisse des coûts de production; investissements dans la R-D élevés.	Production et R-D légèrement plus élevées.	Potentiel de pénétration au plus haut (vers la fin de la seconde phase) et niveau élevé de R-D.
<b>Impact sur le bien-être économique de la société canadienne*</b>	<i>Statu quo</i>	Coûts économiques les plus bas des cinq options.	Coûts économiques plus élevés qu'avec II et plus bas qu'avec IV.	Deuxièmes coûts économiques les plus élevés.	Coûts économiques légèrement plus bas qu'avec IV.	Coûts économiques les plus élevés.
<b>Niveau d'incertitude quant à l'atteinte de la cible</b>	La cible n'est pas atteinte.	Bas; tous les facteurs de réduction à long terme des émissions de carbone sont influencés pour atteindre la cible.	Moyen; seulement deux facteurs de réduction à long terme des émissions de carbone sont touchés.	Moyen à élevé; seul un facteur de réduction à long terme des émissions de carbone est touché.	Moyen seuls deux facteurs de réduction à long terme des émissions de carbone sont touchés.	Élevé en raison de la dépendance vis-à-vis d'un facteur de réduction à long terme de la réduction de carbone (pénétration non garantie).

\* = en additionnant (1) le coût aux consommateurs et (2) les pertes et profits des producteurs d'électricité (tant renouvelable que d'origine fossile) et (3) les recettes nettes du gouvernement, mais en excluant les coûts et les avantages sur le plan de l'environnement (p. ex. les coûts inhérents à l'adaptation au changement climatique ne sont pas pris en compte dans ce calcul).

#### **10.4 EFFETS MACROÉCONOMIQUES : ÉTUDE DE CAS SUR LES TECHNOLOGIES ÉMERGENTES DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE (TER)**

Cette étude de cas a examiné une gamme d'instruments éventuels susceptible d'atteindre une cible préétablie de réduction des émissions de 12 p. cent dans le secteur de l'électricité. Ces instruments diffèrent dans l'ensemble sur le plan des coûts, des effets distributifs, des risques et de la répercussion sur le changement technologique.

Les effets macroéconomiques des instruments proposés dans l'étude de cas sur les TER reliées au réseau électrique peuvent être résumés comme suit :

- *Effets macroéconomiques agrégés* : non significatifs sur le plan national.
- *Effets distributifs et répercussions sur le plan la compétitivité* : ils varient grandement selon l'instrument utilisé.

En ce qui concerne les subventions, les coûts en sont assumés par les contribuables et largement répartis à

travers l'économie. Les consommateurs ne subissent pas d'augmentations des prix de l'électricité. Dans le cas d'un prix des émissions ou d'une NPERP, les coûts sont principalement assumés par les consommateurs. Les hausses des prix de l'électricité toucheront de manière disproportionnée les ménages à faible revenu.

Le prix des émissions ou la NPERP ainsi que les subventions en matière de production d'électricité renouvelable peuvent susciter des profits exceptionnels pour les producteurs d'énergies renouvelables émergentes qui sont déjà concurrentiels sur le plan des coûts par rapport aux centrales classiques alimentées aux combustibles fossiles.

Les conséquences régionales et sectorielles sont plus difficiles à évaluer. L'étude de cas a été réalisée dans une perspective nationale. À l'échelle nationale, l'augmentation moyenne des prix de l'électricité varie entre zéro dans le cas des subventions, et 5 p. cent dans le cas du prix des émissions. Ces augmentations sont relativement faibles à l'échelle nationale, notamment à la lumière d'une mise en œuvre progressive sur 20 ans et de la possibilité de recycler les recettes afin de compenser les effets sur les prix. Toutefois, les moyennes nationales pourraient contrebalancer les différences importantes dans les effets sur les prix d'une région à une autre et d'un utilisateur final à un autre. Ces différences pourraient à leur tour davantage influencer sur certains secteurs plutôt que d'autres. L'impact dépendra aussi de l'instrument utilisé et de sa conception.

En ce qui concerne l'imposition d'un prix sur les émissions, les coûts seront plus élevés dans les juridictions où la part de la production d'électricité d'origine fossile est la plus grande (p. ex. l'Alberta, la Saskatchewan et le Nouveau-Brunswick), avec une variation procentuelle plus élevée pour l'industrie et plus faible pour les ménages. Dans le cas d'une NPERP, l'impact sur les prix à l'échelle régionale dépendra du pourcentage existant de la production d'électricité renouvelable dans chaque province et les coûts de l'offre en énergie renouvelable. Si l'échange de crédits est autorisé entre les provinces, les différences de coûts sur le plan régional pourraient être faibles avec une NPERP parce que les provinces disposant de stocks de ressources d'énergie renouvelables plus dispendieuses auraient accès aux ressources plus abordables des autres provinces. Les provinces disposant de stocks abordables paieraient à leur tour des prix plus élevés par l'effet de l'échange national des crédits<sup>90</sup>.

En supposant une variation minimale des augmentations de prix à l'échelle régionale et en utilisant la moyenne nationale des changements, l'effet propre à un secteur peut

être évalué en ayant recours aux intensités nationales de l'électricité par secteur. Dans la plupart des secteurs, les coûts n'augmenteraient pas plus que 0,1 p. cent. Les hausses de coûts sont les plus élevées pour les secteurs de l'extraction de minerais métalliques et de la fonte (1,6 p. cent en 2010), des pâtes et papiers (0,8 p. cent en 2010), qui sont tous deux des secteurs énergivores. Les secteurs de l'extraction de minerais métalliques et des pâtes et papiers sont des secteurs qui possèdent aussi un fort coefficient d'exportation, ce qui soulève quelques inquiétudes quant aux répercussions plus générales sur la compétitivité et le commerce<sup>91</sup>. Même si elle est plus forte, la variation relative des prix demeure faible, et les répercussions sur les exportations pourraient être atténuées en concevant de manière appropriée la politique.

- *Effets sur le changement technologique* : l'étude de cas renferme une analyse explicite des effets des instruments sur le changement technologique. En fonction de l'instrument fiscal, l'étude de cas prévoit une augmentation de la production d'électricité renouvelable de 58 p. cent, à 80 p. cent au cours de la période sous étude. Les dépenses annuelles en R-D dans le domaine des énergies renouvelables augmentent de 22 à 172 millions de dollars par rapport au scénario de référence. L'intensification de la R-D, alliée à une pénétration plus forte des technologies, entraîne des réductions de coûts de l'ordre de 13 à 26 p. cent. Ces réductions de coûts, toutefois, sont incertaines et dépendent en partie du succès des dépenses en R-D au cours des périodes précédentes. Les effets sur le changement technologique pourraient varier grandement d'un instrument à l'autre et pourraient être renforcés grâce à une conception adéquate de chaque instrument.

Des renseignements complémentaires sur les effets macroéconomiques des instruments proposés figurent dans un document de travail préparé pour le programme EF et énergie<sup>92</sup>.

### **10.5 INCIDENCES SUR LE PLAN DES POLITIQUES : TECHNOLOGIES ÉMERGENTES DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE**

Le Canada possède des ressources d'énergie renouvelable qui sont analogues voire meilleures que celles des nations qui sont des chefs de file dans le domaine de l'offre d'énergie renouvelable. Parmi ces ressources figurent un important potentiel éolien et des parcs éoliens viables qui sont installés dans l'ensemble du pays, une ressource

abondante en énergie solaire (Toronto connaît des périodes d'ensoleillement plus longues que Berlin, et Regina que Tokyo), plusieurs milliers de sites potentiels pour des petites centrales hydroélectriques et des ressources inutilisées d'énergie de la biomasse. Le vaste marché de l'électricité, qui, est en expansion, présente des possibilités intéressantes pour la mise en valeur des TER branchées au réseau d'électricité.

Au Canada, le contexte des politiques sur l'énergie en rapide évolution (décrit plus amplement dans la partie 1, section 3) offre d'excellentes perspectives pour des politiques innovatrices énergétiques dans le domaine des TER émergentes et en réalité, les rend nécessaires. Une innovation de ce genre pourrait aider à relever les défis qui se présentent de plus en plus sur le plan de l'approvisionnement, de la sécurité et de l'environnement, à court, à moyen et à long termes. Des mesures énergétiques dans le domaine des énergies renouvelables seraient aussi une composante essentielle (sinon suffisante) d'une stratégie d'hydrogène efficace en carbone, comme mentionné ailleurs dans ce rapport.

La mise en valeur des TER émergentes se heurte à de nombreux obstacles, comme indiqué au début de cette section. Ces derniers doivent être surmontés afin de susciter au maximum l'intérêt sur les possibilités créées par des instruments économiques. Certaines TER émergentes sont intermittentes et leur mise en valeur exigera des sources d'énergie complémentaires susceptibles de combler ces lacunes. L'hydroélectricité à grande échelle remplit très bien ce rôle, tout comme l'hydrogène.

Cette étude de cas n'a pas examiné les TER émergentes qui ne sont pas branchées au réseau électrique, comme celles de l'énergie géothermique, de l'énergie solaire passive et les systèmes photovoltaïques; toutefois, ces technologies sont considérées comme offrant un fort potentiel et elles méritent des mesures ciblées qui leur sont propres.

L'étude présente des arguments solides en faveur de l'efficacité et de l'efficacité des instruments économiques<sup>93</sup>. Cette conclusion semble être liée à trois facteurs :

**1** Deux types de déficiences du marché jouent contre les technologies émergentes. D'une part, les régimes financiers et de réglementation actuels ont été conçus de manière à répondre aux besoins des technologies de production d'électricité en place, comme l'hydroélectricité à grande échelle, les technologies ayant recours à l'énergie nucléaire, au charbon ainsi qu'aux combustibles fossiles. D'autre part, les prix du marché n'intègrent pas pleinement les externalités environnementales, de sorte que les avantages sur le plan de l'environnement des énergies renouvelables naissantes ne sont pas reflétés dans leur prix.

**2** Certaines catégories de TER émergentes (surtout l'énergie éolienne, mais aussi d'autres technologies destinées à un éventail de créneaux d'applications) sont presque en mesure de concurrencer les technologies en place. Elles se trouvent ainsi dans une excellente position pour répondre au stimulant additionnel que constitue l'appui d'un instrument fiscal.

**3** La plupart de ces technologies sont encore produites en petites quantités; par conséquent, leurs coûts de production sont relativement plus élevés que ceux des technologies en place. Les instruments économiques sont en mesure de favoriser leur évolution aux étapes de la réduction des coûts et de la mise en valeur<sup>94</sup>.

Les instruments économiques qui ciblent l'écart de prix entre les TER et les technologies en place sont, par conséquent, susceptibles de favoriser leur pénétration sur le marché. Toutefois, à la différence de la production d'électricité d'origine fossile, les TER émergentes sont caractérisées non seulement par des coûts d'immobilisation élevés, mais aussi par des coûts d'exploitation plus faibles et moins instables; ainsi, pour gagner la confiance des investisseurs, il est essentiel que la politique adoptée soit certaine et durable à long terme. Les politiques autres que fiscales constituent des éléments importants de ce contexte propice, car elles permettent de supprimer certains obstacles qui ne sont pas liés au marché.

Les trois facteurs déterminant l'intensité carbonique du marché de l'électricité (pénétration de l'électricité renouvelable, intensité carbonique de la production d'électricité d'origine fossile et demande totale d'électricité) sont influencés d'une manière différente en fonction des instruments économiques considérés. Comme c'était le cas dans les deux autres études de cas, le choix d'un instrument économique privilégié dépendra de l'objectif stratégique prioritaire :

- Si la priorité exclusive consiste en une réduction à long terme des émissions de carbone qui soit efficiente sur le plan économique, le prix des émissions se révèle être la solution à privilégier.
- Cependant, un scénario comportant des objectifs stratégiques multiples est plus probable. Dans ce cas, une NPERP ou une subvention à la production d'électricité renouvelable sont les solutions à privilégier pour maximiser la production d'électricité renouvelable parce qu'elles ciblent la production par opposition à la consommation. En l'occurrence, les instruments fiscaux visant les producteurs, comme une déduction pour amortissement accéléré ou des programmes d'approvisionnement gouvernemental, peuvent contribuer à alléger les importants coûts d'immobilisation

## Recommandation

**Afin d'appuyer la réduction à long terme des émissions de carbone par la mise au point de nouvelles technologies émergentes de l'énergie renouvelable, le gouvernement fédéral devrait s'assurer que ses politiques sont conformes à celles des provinces dans ce domaine et les appuyer sans réserve. Le gouvernement fédéral devrait, plus précisément :**

- a) Mettre en œuvre un signal de prix général pour la réduction des émissions de carbone. Il s'agit du seul outil parmi ceux que nous avons analysés au cours de notre étude qui agira aussi sur la demande des consommateurs et l'intensité des émissions de carbone du système énergétique au complet; ou
- b) Compléter les normes provinciales relatives au portefeuille d'énergies renouvelables — qu'on est en train d'établir d'un bout à l'autre du Canada — par un système national d'échange de certificats d'énergie renouvelable (CER)<sup>95</sup>, et le conjuguer à une subvention à la production d'énergies renouvelables financée par le fédéral qui couvrira tout un éventail de technologies émergentes. La création d'un marché national des CER et son lien avec une subvention à la production devraient être le fruit d'une réflexion profonde et éclairée par l'expérience d'autres administrations.
- c) Faciliter la mise en œuvre de « tarifs d'alimentation » — dans le contexte desquels on conjugue un prix minimal pour l'électricité produite par de nouvelles sources d'énergie renouvelables à des règles claires d'accès au réseau — en collaborant avec les provinces pour élaborer des normes claires d'accès au réseau et conclure des ententes d'achat d'énergie. Les tarifs d'alimentation sont plus efficaces lorsqu'il s'agit de promouvoir la production décentralisée d'énergies renouvelables et offrent des avantages sur les plans de la sécurité énergétique et de la stabilité du réseau.
- d) Élaborer des mesures ciblées sur les énergies renouvelables émergentes, non branchées au réseau, comme l'énergie géothermique, l'énergie solaire passive.
- e) Maintenir et étendre son programme d'achat d'électricité générée à partir de technologies émergentes d'énergie renouvelable<sup>96</sup>.

initiaux inhérents à un projet de production d'électricité renouvelable. Pour les consommateurs, la source du produit final qui est l'électricité, n'étant pas différenciée, les incitatifs à la consommation sont relativement « invisibles », ce qui les rend moins efficaces. En conjuguant une NPERP à une subvention à la production d'électricité renouvelable, on atténue certains des effets distributifs inhérents à l'application d'une telle NPERP seule, et on favorise une pénétration plus rapide des énergies renouvelables émergentes.

- Privilégier l'investissement dans la R-D pourrait, comme tel, mener à de fortes hausses de la production d'électricité renouvelable, mais seulement au cours de la période allant de 2015 à 2030, et avec d'importantes dépenses publiques et un très haut niveau d'incertitude.

Les participants au programme EF et énergie ont mis en garde contre des instruments économiques propres à privilégier uniquement des choix à moindre coût. Ils

auront tendance à sélectionner systématiquement les technologies les plus éprouvées, récompensant celles de l'énergie éolienne ou de la biomasse, par exemple, tout en empêchant les technologies de l'énergie solaire de tirer profit de l'apprentissage par la pratique et des économies d'échelle qui contribueront à les rendre davantage concurrentielles. Les incitatifs à la production devraient être élargis afin de toucher une vaste gamme de technologies naissantes, et il faudrait prévoir des niveaux de subventions différents pour chaque technologie selon l'écart de coût à surmonter. Les responsables des politiques devraient être toutefois conscients qu'il est plus dispendieux de cibler des technologies moins éprouvées, et qu'un tel ciblage peut ne pas avantager la R-D canadienne, parce que le Canada importe de nombreuses TER.

On s'inquiète de ce que la subvention actuelle à la production d'énergie renouvelable, l'Encouragement à la production d'énergie éolienne (EPEE), favorise une production centralisée. L'électricité renouvelable offre de



formidables possibilités pour la production décentralisée, car elle augmente la résilience du réseau d'électricité. Les subventions à la production qui appuient davantage la production décentralisée devraient aussi être introduites — les tarifs d'alimentation garantissant les prix et l'accès au réseau électrique — ont réussi à stimuler la production décentralisée au Danemark, en France, en Allemagne et en Espagne. Toutefois, l'adoption de tarifs d'alimentation exigerait aussi des politiques d'appui (facturation nette et réglementation) et une certaine infrastructure de soutien (réseaux de production d'électricité décentralisée).

Les débats qui ont eu lieu dans le cadre du programme EF et énergie ont aussi abordé la question des répercussions de l'investissement canadien en R-D portant sur les énergies renouvelables émergentes. Les dépenses totales de R-D dans le domaine des énergies renouvelables au

Canada étaient de 91 millions de dollars en 2001 et elles sont censées augmenter à 129 millions de dollars en 2010. Les membres du groupe de travail sur l'énergie renouvelable convenaient que l'innovation en matière de TER émergentes proviendrait principalement de sources internationales et que le Canada en profiterait. Cependant, la R-D canadienne ne sera pas en mesure à elle seule de modifier la courbe de l'offre et de réduire les coûts. Qui plus est, privilégier uniquement la R-D canadienne serait négliger les possibilités actuelles que présentent les TER qui sont prêtes à entrer sur le marché.

## 11. RÉSULTATS PARTICULIERS : ÉNERGIE À BASE D'HYDROGÈNE

Dans cette étude de cas, l'énergie à base d'hydrogène est définie comme un système énergétique où l'hydrogène est le combustible principal à un point quelconque du procédé<sup>97</sup>. Les piles à combustible, qui utilisent l'hydrogène comme principal carburant, sont un élément majeur de ce secteur. Cette étude a concentré les efforts exclusivement sur la réduction d'équivalents en dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>e)<sup>98</sup>; toutefois, l'hydrogène présente aussi le grand avantage de réduire les émissions urbaines dans l'atmosphère en plus que d'être bénéfique pour la santé humaine.

Les technologies de l'hydrogène, dans l'ensemble, en sont encore aux stades de la recherche fondamentale, de la mise au point de prototypes et de la démonstration de produits, bien qu'il existe des applications de créneaux qui sont presque en mesure de faire concurrence aux technologies en place. La pénétration du marché de ces technologies se heurte à des obstacles d'ordre technique, économique et d'infrastructure comme résumé dans le Tableau 7.

Pour de plus amples renseignements et explications, se reporter à l'Annexe C.

L'étude de cas a porté sur trois utilisations finales et filières :

- 1 les applications de production d'hydrogène décentralisée dans le transport routier au moyen de reformeurs de vapeur-méthane (RMV);
- 2 les applications de production d'hydrogène décentralisée dans le transport routier au moyen d'électrolyseurs;
- 3 les piles à combustible dans les secteurs résidentiel et commercial utilisant le gaz naturel transporté par pipeline.

L'hydrogène en tant que vecteur énergétique n'est pas une source d'énergie, ce qui signifie que les répercussions environnementales tout au long du cycle de vie de l'hydrogène est étroitement lié au profil environnemental de sa charge d'alimentation ou de sa principale source d'énergie. Des technologies de conversion à l'hydrogène qui ont recours à l'électricité comme charge d'alimentation dépendront du type de technologie et de carburant utilisé pour la production marginale de l'électricité. C'est ce qui explique les résultats contraires montrant que certaines filières de l'hydrogène sont susceptibles de faire augmenter les émissions de carbone.

L'intensité carbonique des charges d'alimentation de l'hydrogène pourrait éventuellement être réduite par le captage et la séquestration du carbone. Cette technique n'a pas été prise en compte dans l'évaluation des répercussions sur les gaz à effet de serre. On a toutefois indiqué que le recours à la séquestration du carbone dans les procédés de production d'électricité à partir de combustibles fossiles modifiait de manière substantielle l'équilibre énergétique de la production, alors que l'énergie ainsi générée n'est pas acheminée aux consommateurs mais orientée vers le captage du dioxyde de carbone. Le coût de ces systèmes serait aussi très différent en présence de captage et de séquestration du carbone.

**Tableau 7 : Obstacles limitant la mise en valeur de l'hydrogène au Canada**

SECTEUR	OBSTACLE D'ORDRE ÉCONOMIQUE	OBSTACLE D'ORDRE TECHNIQUE
Combustible à hydrogène/ infrastructure	Coût de production de l'hydrogène Coût de distribution de l'hydrogène	Stockage, compresseurs et réseau de distribution Reformeurs de combustible et transformateurs
Technologies des piles à combustible	Coûts des matériaux et des éléments constituants Conception actuelle du marché pour l'électricité	Durabilité, amélioration des procédés de fabrication et du rendement Appui à la maintenance
Combustible à hydrogène/ infrastructure et technologies des piles à combustible	Besoin d'immobilisations et de financement Échelle d'exploitation limitée	Besoin de codes et de normes Intégration à d'autres systèmes

## 11.1 ÉTAT DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE À BASE D'HYDROGÈNE

Le Canada est un chef de file dans le domaine de la mise en valeur des technologies de l'hydrogène, aux côtés des États-Unis, du Royaume-Uni, du Japon et de l'Allemagne. Les stades de la mise en valeur des technologies de l'hydrogène varient de la recherche préliminaire à la précommercialisation et à la commercialisation.

L'évolution des technologies énergétiques à base d'hydrogène converge avant tout sur trois secteurs d'utilisation finale : les transports, la production fixe d'électricité et de chaleur (à la fois pour l'énergie primaire et l'énergie de réserve) et les applications de puissance portables. Chaque année, de nouvelles technologies et de nouveaux produits sont découverts, mis au point et introduits sur le marché. Seules les technologies les plus avancées sur le plan commercial ont été envisagées, parce que cette étude de cas est centrée sur l'impact des technologies de l'hydrogène d'ici à 2030.

## 11.2 ÉTAT DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE À BASE D'HYDROGÈNE JUSQU'EN 2030 EN SUPPOSANT UN SCÉNARIO DE MAINTIEN DU STATU QUO

Dans le cadre d'un scénario de maintien du *statu quo* (ou scénario de référence), la pénétration du marché par les technologies de l'hydrogène examinées dans cette analyse est relativement faible. Dans les deux scénarios du RMV et de l'électrolyseur dans le secteur du transport routier, on observe ce qui suit :

- La demande d'énergie provenant des véhicules utilitaires légers (VUL) à moteur à combustion interne à hydrogène, et des VUL à piles à combustible, triplé presque entre 2010 et 2030. La demande liée aux autobus à piles à combustible demeure assez constante ou fléchit légèrement au cours de la période sous étude. Ce phénomène peut être expliqué par le fait que la différence de prix entre le diesel et l'hydrogène n'est pas assez intéressante pour susciter le remplacement du diesel par l'hydrogène comme source d'alimentation des véhicules. Au contraire, la demande d'énergie provenant des VUL et des autobus de transport en commun conventionnels augmente de 25 p. cent à peu près dans les deux cas au cours de la même période sous étude.

La hausse du nombre de véhicules et d'autobus fonctionnant à l'hydrogène et celle des véhicules et autobus classiques suivent à peu près les mêmes tendances.

- En ce qui concerne la part de la demande d'énergie qui est attribuable aux véhicules à l'hydrogène : la demande

d'énergie du secteur des transports au Canada augmente de 1,31 p. cent en 2010, à 3,10 p. cent en 2030 dans le scénario de référence du RMV, et de 1,28 p. cent en 2010, à 2,8 p. cent en 2030 dans celui de l'électrolyseur. En fait, la part de la demande reliée aux autobus fonctionnant avec des piles à combustibles diminue.

- On observe une légère variation de la demande provenant des VUL personnels en faveur des véhicules à piles à combustible et des véhicules à moteur à combustion interne à hydrogène.
- Les émissions de gaz à effet de serre produites par le secteur des transports augmente de 202,42 Mt par an en 2010, à 266,41 Mt par an en 2030 dans le scénario du RDV, et de 204,13 Mt en 2010, à 269,11 Mt par an dans le scénario de l'électrolyseur.

Les prévisions du scénario de maintien du *statu quo* concernant les piles à combustible fixes indiquent aussi une faible pénétration au cours de la période sous étude :

- La consommation totale d'énergie reliée à ces technologies a augmenté de 2,38 PJ en 2015, à 3,02 PJ en 2030. La part de la demande totale d'énergie demeure modeste, de 0,007 p. cent en 2012 à 0,16 p. cent en 2030 de la demande totale du secteur résidentiel, celle-ci augmente de 0,01 p. cent en 2012 à 0,03 p. cent en 2030 de la demande totale du secteur commercial.
- C'est en Ontario que la pénétration du marché des piles à combustible fixes est la plus forte, en raison des prix relativement élevés de l'électricité par rapport à ceux du gaz naturel dans cette région. La pénétration du marché dans les régions de l'Est et du Nord est freinée par un accès limité au gaz naturel.
- Les émissions de gaz à effet de serre provenant des secteurs commercial et résidentiel croissent de 239,93 Mt par an en 2010, à 274,05 Mt par an en 2030.

## 11.3 ÉTAT DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE À BASE D'HYDROGÈNE JUSQU'EN 2030 EN SUPPOSANT UNE INTERVENTION GOUVERNEMENTALE

L'étude de cas examine les répercussions de deux catégories d'instruments fiscaux : les incitatifs aux consommateurs et les incitatifs aux producteurs (principalement les crédits d'impôt et les subventions). Ils ont été choisis en raison de leur propension à refermer l'écart de prix entre les technologies de l'hydrogène et les technologies concurrentes, et à augmenter la compétitivité de l'hydrogène : les incitatifs aux producteurs ont pour effet de réduire le coût de production de l'hydrogène, alors que les incitatifs aux consommateurs font baisser le coût des technologies

finales de l'hydrogène. Les incitatifs aux consommateurs et aux producteurs énumérés, ci-après, ont été conjugués :

- crédit d'impôt à l'investissement;
- crédit d'impôt aux producteurs;
- déduction pour amortissement accéléré;
- subvention à la R-D;
- crédit d'impôt à la consommation;
- projet pilote.

Ces instruments ont été établis à des niveaux propres à réduire de 10 p. cent (scénario prudent), à 25 p. cent (scénario optimiste)<sup>99</sup>, les coûts de production de l'hydrogène ainsi que les coûts initiaux des technologies finales de l'hydrogène. L'analyse suivante est centrée sur les effets combinés d'incitatifs aux producteurs et aux consommateurs en vertu d'un scénario de subvention optimiste (c.-à-d. une réduction des coûts pour chaque type d'incitatif de 25 p. cent).

Les émissions évaluées en fonction du cycle de vie associées aux transports diminueraient de 0,24 Mt par an, soit de 0,465 p. cent dans le cas la production de l'hydrogène par RMV, mais augmenteraient de 0,23 Mt par an, soit de 0,085 p. cent, dans celui de la production par électrolyseur. Cette augmentation est due au fait que la nouvelle électricité nécessaire pour faire fonctionner les électrolyseurs provient d'unités au gaz naturel à cycle combiné dans le modèle Énergie 2020<sup>100</sup>. (Ce résultat dépendra de la composition de la production d'électricité à l'échelle régionale; néanmoins, l'augmentation des émissions dans le scénario de production d'hydrogène par électrolyseur est conforme à ce qui est indiqué dans la recherche américaine<sup>101</sup>.)

Les coûts engagés pour atteindre cette réduction des émissions sont élevés : pour l'Alberta en 2010, le coût serait de 927 \$ la tonne de réduction, pour des autobus à piles à combustible et de 5 090 \$ la tonne de réduction, pour les voitures à pile à combustible dans le scénario du RMV, et de 1 033 \$ la tonne de réduction, pour les autobus à piles à combustible dans le scénario de l'électrolyseur (tous les prix sont en dollars de 2000). Pour l'Ontario, au cours de la même année, le coût serait plus faible : 774 \$ la tonne de réduction, pour les autobus à piles à combustible, et 3 768 \$ la tonne de réduction, pour les voitures à pile à combustible dans le scénario du RMV, et 868 \$ la tonne de réduction, pour les autobus à piles à combustible dans le scénario de l'électrolyseur. Ces coûts augmentent jusqu'en 2030. Les coûts élevés sont dus à l'effet conjugué des hauts coûts associés à la production d'hydrogène et à l'achat de technologies de l'hydrogène, ainsi qu'à la faiblesse de la réduction des émissions obtenues par la pénétration limitée des technologies de l'hydrogène sur le marché, en chiffres absolus.

## Énergie à base d'hydrogène

En réduisant de 25 p. cent les coûts combinés liés à la production et à la consommation des carburants et des technologies de l'hydrogène, on obtient une augmentation d'ici à 2030 de :

- 47 312 véhicules à pile à combustible, 33 371 véhicules à moteur à combustion interne à hydrogène et 218 autobus à piles à combustible;
- 15 770 piles à combustible fixes dans le secteur résidentiel et 90 dans le secteur commercial.

On obtient aussi une réduction des émissions de gaz à effet de serre de :

- 1 240 kt provenant des applications de transport ayant recours à la production d'hydrogène à partir du RMV, ou 2650 kt si la source d'hydrogène ne produit presque aucune émission ;
- 710 kt provenant des piles à combustible fixes dans les secteurs résidentiel et commercial.

Toutefois,

- les émissions de gaz à effet de serre *augmentent* du fait des applications de transport ayant recours à un électrolyseur, si la source marginale d'électricité est produite par une unité au gaz naturel à cycle combiné.

Les réductions d'émissions associées aux transports coûtent très cher (tous les prix sont en dollars de 2000) :

- Pour l'Alberta en 2010, 927 \$ la tonne de réduction provenant des autobus à piles à combustible et 5 090 \$ la tonne de réduction pour les voitures à pile à combustible dans le scénario du RMV, 1 033 \$ la tonne de réduction pour les autobus à piles à combustible dans le scénario de l'électrolyseur.
- Pour l'Ontario en 2010, 774 \$ la tonne de réduction pour les autobus à piles à combustible et 3 768 \$ la tonne de réduction pour les voitures à pile à combustible dans le scénario du RMV, 868 \$ la tonne de réduction pour les autobus à piles à combustible dans le scénario de l'électrolyseur.

On n'a noté aucune réduction provenant du moteur à combustion interne à hydrogène de la voiture à pile à combustible dans le scénario de l'électrolyseur (c.-à-d. les subventions ont mené à des émissions *supplémentaires*).

Dans le secteur résidentiel, la pénétration accrue du marché par les piles à combustible fixes conduit à une augmentation des émissions de 0,19 p. cent d'ici 2030 (de 57,42 Mt par an, à 57,54 Mt par an), qui est compensée par une réduction des émissions du secteur des entreprises publiques d'électricité à mesure qu'on utilise des piles à combustible pour générer de l'électricité dans les maisons et que le réseau électrique exige moins d'énergie. Une baisse de 0,3 p. cent des émissions produites par le secteur commercial entre 2010 et 2030 (de 64,24 Mt par an à 64,22 Mt par an) est attribuable au fait qu'on délaisse le pétrole et le gaz de pétrole liquéfié à mesure que l'utilisation des piles à combustible fixes s'intensifie. Les émissions produites par les compagnies d'électricité publiques chutent au cours de la même période de 0,53 p. cent (de 152,38 Mt par an à 151,58 Mt par an). Entre 2010 et 2030, la réduction totale des émissions obtenue grâce aux mesures fiscales destinées à promouvoir les piles à combustible fixes se situe à 0,71 Mt par an, ou 0,26 p. cent. Cette réduction coûte moins cher que celle obtenue dans le secteur des transports, mais elle demeure néanmoins très dispendieuse comparativement à d'autres solutions d'atténuation : la moyenne canadienne de 293 \$ la tonne en 2010 monte en flèche à 944 \$ la tonne en 2030. De grandes variations régionales et temporelles de coûts ont été notées (de 12,50 \$ la tonne en Colombie-Britannique en 2010 à 1 670 \$ la tonne en Saskatchewan en 2030). (Tous les prix sont en dollars de 2000.)

Ces résultats sont prudents en raison des hypothèses retenues pour le développement technologique, qui étaient fondées sur les connaissances actuelles et le rendement projeté. Même s'il est sage et nécessaire, dans une perspective de politique publique, de se fonder sur des hypothèses prudentes, celles-ci ne reflètent probablement pas le rythme véritable du développement technologique dans le secteur. Cette observation est révélatrice d'une contrainte majeure pour la politique publique dans ce domaine, et celle-ci est particulièrement aiguë dans le cas de l'hydrogène (mais également pertinente pour les deux autres études de cas), en raison de la nature encore spéculative de la technologie.

De plus amples renseignements et commentaires sur les résultats de l'étude de cas figurent dans l'Annexe C.

## 11.4 EFFET MACROÉCONOMIQUE : L'ÉTUDE DE CAS SUR L'HYDROGÈNE

L'étude de cas ne rend pas compte des autres politiques gouvernementales significatives prévoyant des objectifs de réduction des gaz à effet de serre autres que celles en place au moment de la rédaction du rapport *Perspectives des émissions du Canada : Une mise à jour* dans le cadre du Processus national sur le changement climatique du Canada (PNCC). D'autres politiques sur les gaz à effet de serre pourraient avoir une influence sur le prix relatif des différents carburants et par contre-coup, sur l'adoption de l'hydrogène avec ou sans subvention. En outre, l'analyse ne reflète pas les percées générales ni les progrès éventuels dans le domaine des technologies de l'hydrogène, qui sont réalisés par l'effet de politiques adoptées dans d'autres pays.

Les effets macroéconomiques des instruments proposés dans l'étude de cas sur l'hydrogène peuvent être résumés comme suit :

- *Effets macroéconomiques agrégés* : non significatifs sur le plan national.
- *Effets distributifs et répercussions sur le plan de la compétitivité* : les coûts d'un instrument fiscal varient beaucoup selon les utilisations finales, les filières et les régions. Toutefois, comme la réduction est atteinte entièrement grâce à des subventions, ces coûts sont répartis sur l'économie toute entière. L'adoption sera réalisée par des intervenants désireux de payer une prime pour des raisons non financières; elle risque par conséquent d'être limitée à des consommateurs dont les revenus sont élevés. L'implantation de la plus grande des technologies à pile à combustible fixes a lieu en Alberta et en Ontario en fonction des prix relatifs de l'énergie, et ces juridictions sont celles qui bénéficieraient le plus des co-avantages découlant de la politique (p. ex. une réduction dans les émissions locales de polluants atmosphériques). Dans le secteur des transports, la pénétration est répartie plus uniformément dans tout le pays. Les subventions pourraient profiter aux concepteurs des technologies de l'hydrogène; elles tendent à être concentrées en Colombie-Britannique et en Ontario. Toutefois, l'ampleur du surplus de demande ne sera probablement pas suffisante pour stimuler la production nationale de ces technologies.
- *Effets sur le changement technologique* : grâce aux instruments fiscaux proposés (niveau de subvention plus

élevé), on obtient une augmentation de 50 p. cent de la demande d'hydrogène dans le secteur des transports et une hausse de 43 p. cent, à 67 p. cent dans le créneau des véhicules à hydrogène d'ici à 2030. La demande d'hydrogène pour alimenter les piles à combustible fixes croît de 472 p. cent, et le nombre des piles à combustible installées augmente de 230 p. cent. Bien qu'importante en termes relatifs, l'augmentation de la production d'hydrogène et de la pénétration des technologies finales de l'hydrogène est faible en termes absolus. En outre, il est peu probable que la politique influencera de manière significative l'évolution de la technologie. Les progrès dans ce domaine sont davantage susceptibles d'être provoqués par des changements sur le plan de la demande et des politiques sur le plan mondial dans des pays bien plus importants.

De plus amples détails sur les effets macroéconomiques des instruments proposés se trouvent dans un document de travail préparé dans le cadre du programme EF et énergie<sup>102</sup>.

### **11.5 INCIDENCES SUR LE PLAN DE LA POLITIQUE : L'ÉNERGIE À BASE D'HYDROGÈNE**

L'économie de l'hydrogène offre des perspectives considérables sur le plan économique pour le Canada, même si la généralisation des technologies de l'hydrogène (p. ex. véhicules à pile à combustible) ne se réalisera pas avant des décennies. Le Canada est un chef de file mondial dans le secteur de la mise en valeur des technologies de l'hydrogène et des applications connexes, et le soutien du gouvernement fédéral à cet égard a été important — au mois d'août 2003 seulement, le secteur a reçu 130 millions de dollars d'assistance financière fédérale supplémentaire.

La permanence du succès au Canada dépendra toutefois de l'orientation adéquate des initiatives de ce dernier, en particulier en ce qui concerne la mise sur pied d'un secteur nord-américain des transports fondé sur l'hydrogène. La position de leader du Canada est à l'heure actuelle menacée par les rapides progrès aux États-Unis et dans l'Union européenne, dont les stratégies d'investissement dans ce secteur se chiffrent dans les milliards de dollars, sans compter les faiblesses inhérentes de la capacité du Canada à livrer de nouvelles technologies qui en sont au stade de la commercialisation.

Les investissements du Canada visant à maintenir et à stimuler l'innovation dans ce secteur reflètent son ambition de participer à l'économie de l'hydrogène à titre d'intervenant. Le niveau d'investissement est déterminé principalement par des objectifs industriels. La poursuite d'un objectif de réduction à long terme des émissions de carbone seul, ou même d'un objectif environnemental plus large, ne serait probablement pas suffisant à atteindre un tel niveau d'investissement, même si la réduction des polluants émis par les tuyaux d'échappement dans le secteur des transports constitue un co-avantage important des technologies de l'hydrogène.

Les bénéfices liés à l'hydrogène sur le plan de l'environnement dépendront de la filière — soit le choix de l'énergie principale, les vecteurs énergétiques, les systèmes de distribution et l'utilisation finale. Pour être efficace en carbone, un système à hydrogène doit émettre, pendant toute sa durée de vie utile, des niveaux relativement plus faibles de carbone par rapport à la technologie en place. Cette étude de cas a confirmé que le choix de la source principale de carburant et de la technologie de production de l'hydrogène a des répercussions majeures sur les émissions de carbone, et par conséquent, sur le coût par tonne de réduction du carbone :

- Le choix d'une source principale d'énergie (qu'elle soit fondée sur les combustibles fossiles ou sur une autre source comme l'énergie éolienne, le nucléaire ou l'hydroélectricité qui ne produisent presque pas d'émissions de gaz à effet de serre) peut avoir une incidence sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre de l'ordre de 175 p. cent (1 940 kt contre 3 360 kt pour l'hydrogène produite par RMV).
- Le choix des technologies de production de l'hydrogène, en fonction de leur durée de vie utile, peut entraîner une réduction (dans le cas du RMV) ou une augmentation (dans le cas de la production d'hydrogène par électrolyse, lorsqu'une unité au gaz naturel à cycle combiné constitue la source d'énergie marginale) des émissions de gaz à effet de serre. On suppose en effet que l'électricité nouvelle nécessaire pour faire fonctionner les électrolyseurs provient d'unités au gaz naturel à cycle combiné, la technologie prédominante de production à la marge. Toutefois, cette hypothèse ne se vérifie pas dans toutes les régions du pays, ni pour toutes les filières de l'hydrogène.

Ces résultats font écho à ceux d'autres études sur les profils des gaz à effet de serre des différentes filières de l'hydrogène. Par exemple, une étude de plusieurs dizaines de filières de l'hydrogène dans le secteur des transports a incité Piles à combustible Canada à en arriver à la conclusion suivante en 2003 :

*[Traduction] Les émissions de gaz à effet de serre attribuables aux filières de l'hydrogène se situent entre 1,3 p. cent et 395 p. cent du véhicule à essence ordinaire. Compte tenu d'une fourchette aussi large de résultats portant sur les émissions de gaz à effet de serre et la consommation d'énergie, il est évident qu'une « économie de l'hydrogène » qui serait laissée à elle-même ne constitue pas une panacée pour résoudre les problèmes d'émissions de gaz à effet de serre, ni pour relever les enjeux de sécurité énergétique qui se posent aux nations importatrices d'énergie. Certaines filières de l'hydrogène peuvent mener à une réduction des émissions de gaz à effet de serre ainsi qu'à des économies d'énergie très appréciables, mais il existe aussi des filières qui entraîneraient une augmentation des émissions de gaz à effet de serre et de la consommation d'énergie. Ainsi, l'un des défis inhérents à la gestion de la transition vers une économie de l'hydrogène consistera à s'assurer que la société en tire le maximum de bénéfices possible<sup>103</sup>.*

L'investissement public dans les technologies de l'hydrogène devrait, par conséquent, être dirigé vers les filières de l'hydrogène à plus faible intensité carbonique (selon leur cycle de vie), en particulier celles tirées des sources d'énergie primaire à zéro émission.

Complicant un peu les décisions portant sur la définition des priorités d'une politique, la même étude de cas a conclu que les filières les plus efficaces en carbone ne sont pas nécessairement alignées sur les filières les plus économes en énergie : « les filières de conversion du charbon en hydrogène offrent quelques-uns des meilleurs résultats en matière d'efficacité énergétique, mais pas sur le plan des émissions de gaz à effet de serre »<sup>104</sup>.

Alors que le Canada a clairement décidé d'être un intervenant au sein de l'économie de l'hydrogène, il n'a jusqu'à présent pris aucune décision sur l'intensité carbonique de la filière de l'hydrogène qu'il veut atteindre. La stratégie actuelle du gouvernement (orientée vers une grande diversité de sources d'hydrogène) risque de maintenir le cap sur des sources d'énergie à intensité carbonique. Étant donné les contraintes fiscales et le fait que nous en sommes au tout début d'une économie où le carbone est de plus en plus sujet à des restrictions — et en supposant que les fonds publics à investir dans l'hydrogène, l'atténuation

du changement climatique et autres améliorations de la qualité de l'air, sont limités — le temps est peut être arrivé que le Canada prenne une deuxième décision de politique publique. La stratégie canadienne sur l'hydrogène devrait-elle être exclusivement axée les technologies ou peut-elle envisager aussi la réduction à long terme des émissions de carbone?

À cet égard, on peut distinguer trois objectifs, distincts les uns des autres, mais compatibles entre eux, que pourrait viser une politique canadienne sur l'hydrogène :

**1** *Conserver la souplesse et la capacité de s'engager dans l'économie de l'hydrogène* : La capacité et le potentiel du Canada dans ce domaine sont très différents de ceux prévalant dans les secteurs faisant l'objet des deux autres études de cas — le Canada n'est pas juste un consommateur de technologies, mais il est déjà un chef de file sur le plan de l'innovation. De très sérieuses raisons de stratégie industrielle militent en faveur de l'adoption de cet objectif comme un minimum. L'évolution de l'économie de l'hydrogène déterminera le futur à long terme de deux secteurs vitaux de l'économie canadienne, les secteurs de l'énergie et de l'automobile.

**2** *Opérer la transition vers une économie de l'hydrogène* : Il existe de nombreuses raisons supplémentaires de vouloir faire du Canada un adopteur précoce des technologies de l'hydrogène. Parmi celles-ci figurent les bénéfices qui en découleraient sur le plan de l'environnement (réduction éventuelle de gaz à effet de serre et du smog urbain), de l'emploi, surtout dans les communautés éloignées, et le renforcement de la sécurité énergétique par la diversification des sources d'énergie primaire et la décentralisation accrue des systèmes énergétiques.

Au cas où l'objectif choisi serait la transition vers une économie de l'hydrogène, les responsables des politiques devront alors envisager la manière dont les politiques dans d'autres secteurs de l'énergie influenceront la viabilité de cette transition. Une constatation clé qui ressort des travaux de modélisation est que l'adoption des technologies de l'hydrogène est très sensible aux prix des autres sources d'énergie (tant les principaux carburants servant à la production de l'hydrogène que les combustibles concurrents). Par conséquent, la transition vers une économie de l'hydrogène subira les influences des politiques prévalant dans les autres secteurs, comme l'électricité et le gaz naturel. Celles-ci comprennent les politiques sur les gaz à effet de serre qui influent sur le prix relatif des différents carburants et par contrecoup, sur l'adoption de l'hydrogène.

**3** *Faire de l'hydrogène la pierre angulaire d'une stratégie de réduction à long terme des émissions de carbone* : Dans ce cas, il faudrait volontairement concentrer les efforts sur les solutions d'approvisionnement en hydrogène qui soient efficaces en carbone. Les réformes en matière d'écologisation de la fiscalité visant à appuyer ce dernier objectif ne seraient pas sans incidence sur le carbone, mais établiraient une distinction fondée sur la teneur en carbone de l'hydrogène tout au long du cycle de vie.

La poursuite de cet objectif exigerait une intervention sur deux fronts : rehausser le profil des approvisionnements d'énergie primaire à faible intensité carbonique dans le pays<sup>105</sup>, et mettre au point des technologies de captage et de séquestration du carbone afin d'atténuer les émissions provenant de la combustion des combustibles fossiles.

Même dans le cadre de scénarios énergiques de mise au point des technologies de l'énergie renouvelable, ces sources ne suffiront pas à répondre à la demande potentielle totale d'énergie à base d'hydrogène. Les cibles les plus ambitieuses qui ont été proposées pour les énergies renouvelables naissantes demeurent de l'ordre de 15 à 16 p. cent de l'offre d'électricité au Canada en 2020<sup>106</sup>. Dans une perspective d'efficacité en carbone, il serait préférable d'utiliser l'énergie produite par les énergies renouvelables pour déplacer la production d'électricité à partir du charbon plutôt que pour alimenter la conversion à l'hydrogène. Cette conclusion suggère que d'autres formes d'électricité à faible intensité carbonique, comme l'hydroélectricité à grande échelle ou le nucléaire, devraient être exploitées, voire étendues afin d'appuyer une stratégie de l'hydrogène à faible intensité carbonique.

La pénurie prévue dans l'approvisionnement en gaz naturel constitue une autre raison de mettre l'accent sur les énergies renouvelables comme principale source de l'énergie à base d'hydrogène. Par exemple, un rapport du U.S. National Petroleum Council du mois d'octobre 2003 indique que les sources de gaz classiques ne satisferont que 75 p. cent de la demande continentale au cours des 15 prochaines années<sup>107</sup>. La production à partir des sables bitumineux constitue une nouvelle source importante qui servira à alimenter cette demande. Le Canadian Energy Research Institute prévoit que « [traduction] même en tenant compte de ces sources supplémentaires envisagées, l'offre de gaz devrait stagner d'ici à 2009 et commencer à décliner d'ici à 2016<sup>108</sup> ». À mesure que la pression de la demande fait monter les prix du gaz naturel, cette situation devrait améliorer la compétitivité sur le plan des prix, de l'énergie à base d'hydrogène tirée des sources d'énergie renouvelables.

Le captage et la séquestration du carbone (une autre technologie de réduction à long terme des émissions de carbone d'origine énergétique) pourraient constituer une technologie complémentaire de réduction de l'intensité carbonique des autres filières de l'hydrogène. Cependant, l'introduction de cette technologie d'atténuation se ferait au détriment de l'équilibre énergétique des carburants à base d'hydrogène, ce qui a pour effet de rendre les systèmes utilisant l'hydrogène plus coûteux.

Le coût relatif de la réduction des émissions qui a été dégagé dans l'étude de cas sur l'hydrogène excède de beaucoup ceux qui ont été établis dans le cadre du PNCC, oscillant entre 300 \$ (piles à combustible fixes) et 2 000 \$ la tonne de réduction, selon l'utilisation finale et la filière de l'hydrogène. Ces chiffres ne reflètent que les coûts liés aux subventions gouvernementales pour exclure tous les coûts assumés par les participants au programme, qui, en dépit de la nature volontaire de ce dernier, peuvent s'avérer substantiels. Par comparaison, le PNCC a estimé des coûts relatifs de 0 à 10 \$ la tonne pour les secteurs résidentiel et commercial, et de 50 \$ la tonne pour le secteur des transports, conformément à une approche par secteur. Des coûts qui peuvent atteindre 120 \$ la tonne pour les deux secteurs en suivant une cible nationale. Malgré ces coûts par unité élevés, la réduction totale des émissions demeure très modeste : moins de 1 Mt. Des gains aussi modestes que ceux-ci exigeraient une subvention d'environ 1 milliard de dollars en 2015, qui serait portée à environ 1,6 milliard de dollars jusqu'en 2030<sup>109</sup>. En supposant que les dépenses du gouvernement augmentent à peu près au même rythme que le PIB, cette subvention ferait augmenter les dépenses du gouvernement de près de 0,4 p. cent en 2030<sup>110</sup>.

Ces résultats ont donné lieu à des débats importants concernant le potentiel offert par l'hydrogène en matière de réduction des émissions, en plus de donner lieu à des contributions substantielles de la part du secteur de l'hydrogène. Ce processus a permis de dégager les conclusions suivantes :

- 1 L'instrument stratégique modélisé (incitatifs aux producteurs et aux consommateurs visant à réduire les coûts de 10 à 25 p. cent) ne permettra pas d'augmenter la pénétration du marché par les technologies de l'hydrogène, qui en sont encore largement aux stades de la recherche, de la mise au point et de la démonstration. Cette constatation est fondée sur le coût prohibitif par tonne de réduction des émissions.
- 2 On aurait pu obtenir une adoption de la technologie accrue si l'étude de cas avait été fondée, non pas sur les véhicules à pile à combustible à hydrogène des transports routiers, mais sur d'autres applications de



transports en voie d'être commercialisées qui soulèvent moins de défis d'infrastructures. Un bon nombre de ces technologies sont concurrentielles dans des créneaux de marché précis, comme les véhicules utilitaires industriels pour service hors route (p. ex. chariots élévateurs). Ces applications conviennent particulièrement bien dans les cas où le diesel est actuellement employé mais où on ne veut pas obtenir d'émissions. Les véhicules routiers à piles à combustible à hydrogène modélisés soulèvent des défis particuliers parce qu'ils nécessitent le remplacement de la totalité de l'infrastructure énergétique (pour produire le carburant, le transporter, le stocker, le convertir pour en obtenir des versions utiles et le distribuer aux utilisateurs finaux), ainsi que des modifications à la technologie d'utilisation finale. Toutefois ces applications de créneaux n'entraîneraient pas de réduction très importante des émissions à l'échelle nationale.

Ces conclusions illustrent la nécessité d'une stratégie de l'hydrogène intégrée qui envisage la meilleure série d'instruments fiscaux par rapport aux stades de développement des technologies de l'hydrogène et des modèles d'entreprises. Une stratégie intégrée devra également faire intervenir des politiques en matière d'information et de réglementation qui viendraient compléter ces instruments fiscaux.

## Recommandation

**Afin d'appuyer la réduction à long terme des émissions de carbone par l'utilisation de l'hydrogène comme carburant et combustible, le gouvernement fédéral devrait :**

- a) orienter les investissements publics vers les voies qui rejettent moins de carbone, y compris la création de sources d'énergie sans carbone afin de produire de l'hydrogène et d'éliminer le carbone à la source par la séquestration;
- b) financer et stimuler une augmentation des activités de R-D afin de réduire les coûts en capital des technologies à piles à combustible et d'améliorer l'équilibre énergétique et les coûts de la production d'hydrogène;
- c) continuer de concentrer les efforts sur les applications dans le secteur des transports qui offrent des possibilités de réduction à long terme des émissions de carbone, compte tenu des intérêts industriels du Canada dans les secteurs des piles à combustible, de l'hydrogène et de l'automobile.

## 12. EFFETS MACRO-ÉCONOMIQUES DES MESURES PROPOSÉES

Comme indiqué précédemment, la TRNEE a commandé une évaluation qualitative des coûts macroéconomiques probables des divers instruments proposés dans les études de cas. Elle les a ensuite comparées à d'autres estimations analogues produites en 2000 dans le cadre du Processus national sur le changement climatique du Canada. La TRNEE a constaté que, d'une manière générale, les coûts macroéconomiques agrégés des divers instruments proposés dans les études de cas de la TRNEE sont beaucoup plus faibles que ceux qui sont proposés pour le PNCC et ce, pour plusieurs raisons :

- Dans la plupart des cas, les coûts marginaux liés à la réduction des émissions dans les études de cas sont plus faibles que ceux présumés dans l'étude réalisée dans le cadre du PNCC pour atteindre l'objectif de Kyoto.
- La réduction totale des émissions d'ici à 2010, même sans ajustement réalisé afin de tenir compte des possibles doubles-comptes entre les études de cas (p. ex. les études de cas portant sur les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique incluent la réduction dans le secteur de l'électricité) est de trois à dix fois plus faibles dans les études de cas, que celle simulée dans l'étude du PNCC.
- Certains instruments proposés, comme les subventions, n'ont pas d'effet direct sur les prix. Même dans le cas d'instruments comme le prix des émissions, les effets prévus sur les prix de l'énergie et d'autres produits sont plus faibles que ceux qui ont été estimés dans le cadre du PNCC, ce qui indique des rétroactions de la demande plus limitées.

Il faut toutefois souligner que, dans tous les cas, les effets macroéconomiques des instruments économiques liés aux gaz à effets de serre et à l'énergie sont encore très incertains et controversés.

# 13. SÉRIE À L'APPUIE D'INSTRUMENTS ÉCONOMIQUES COORDONNÉS

La stratégie de transition coordonnée, décrite ci-dessus, doit être appuyée par une série coordonnée et synergique d'instruments économiques. Adoptés en groupe, ces instruments soutiendraient chaque technologie tout au long de son stade actuel de mise au point technique et préparerait la technologie supplémentaire connexe pour la commercialisation et l'adoption par le marché.

## Une série coordonnée d'instruments économiques

TECHNOLOGIE	INSTRUMENTS RECOMMANDÉS		
	Généraux	Ciblés	Appui à long terme
<i>Éprouvée :</i> Déjà présente sur le marché à un prix concurrentiel.	1. Redevances sur les émissions ou permis négociable (appuyé par un allègement ciblé).	1. Instruments axés sur le rendement 2. Instruments axés sur la technologie (p. ex. DPA)	Subventions à la R-D et incitatifs à l'investissement
<i>Émergente :</i> En est aux stades de la commercialisation de produit/ du développement de marché ou de la commercialisation immédiate, mais fait face à un écart de coûts par rapport aux technologies en place et a besoin d'un apprentissage par la pratique.		1. Réglementation axée sur le marché (p. ex. normes de pourcentage dans les portefeuilles) et/ou 2. Subventions (p. ex. incitatifs à la production)	
<i>Nouvelle à plus long terme :</i> En est au stade de la recherche fondamentale/du prototype des défis techniques sérieux demeurent et ses coûts sont élevés par rapport aux technologies en place.		Subventions à la R-D et incitatifs à l'investissement	

### Recommandation

**Il faudrait adopter les recommandations ci-dessus relatives aux trois études de cas comme une série coordonnée allant du court au long terme, afin de tirer le maximum d'avantages possible des technologies au moment le plus approprié de leur mise en valeur projetée, et d'atténuer toute interruption dans la mise en œuvre des instruments économiques.**

## 14. RÉSUMÉ DES RECOMMANDATIONS, PARTIE II

### **EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DANS LE SECTEUR INDUSTRIEL**

- **Pour appuyer la réduction à long terme des émissions de carbone par l'adoption de l'efficacité énergétique dans l'industrie, le gouvernement fédéral devrait :**
  - a) intégrer une convergence sur l'efficacité du carbone dans les activités de promotion de l'efficacité énergétique afin d'éviter que ces activités entraînent une augmentation perverse des émissions de carbone;
  - b) mettre en œuvre un signal de prix général pour la réduction des émissions de carbone;
  - c) si b) est impossible, accroître les mesures fiscales ciblées (qui conviennent le mieux aux technologies génériques et auxiliaires) par une réglementation plus générale axée sur le marché (basée sur les émissions ou la technologie) afin de saisir les possibilités systémiques;
  - d) fournir de l'appui en R-D pour la mise au point de nouvelles technologies d'efficacité énergétique et en particulier celles qui offrent des avantages radicaux à cet égard (p. ex. par de nouveaux procédés de production). Il faudrait assurer le suivi, au moyen de mesures fiscales ciblées, jusqu'à la commercialisation de la technologie.

### **TECHNOLOGIES ÉMERGENTES DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE RELIÉES AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE**

- **Afin d'appuyer la réduction à long terme des émissions de carbone par la mise au point de nouvelles technologies d'énergie renouvelable, le gouvernement fédéral devrait s'assurer que ses politiques sont conformes à celles des provinces dans ce domaine et les appuyer sans réserve. Le gouvernement fédéral devrait, plus précisément :**

- a) Mettre en œuvre un signal de prix général pour la réduction des émissions de carbone. Il s'agit du seul outil parmi ceux que nous avons analysés au cours de notre étude qui agira aussi sur la demande des consommateurs et l'intensité des émissions de carbone du système énergétique au complet; ou,
- b) Compléter les normes provinciales relatives au portefeuille d'énergies renouvelables — qu'on est en train d'établir d'un bout à l'autre du Canada — par un système national d'échange de certificats d'énergie renouvelable (CER), et le conjuguer à une subvention à la production d'énergies renouvelables financée par le fédéral qui couvrira tout un éventail de technologies émergentes. La création d'un marché national des CER et son lien avec une subvention à la production devraient être le fruit d'une réflexion profonde et éclairée par l'expérience d'autres administrations.
- c) Faciliter la mise en œuvre de « tarifs d'alimentation » — dans le contexte desquels on conjugue un prix minimal pour l'électricité produite par de nouvelles sources d'énergie renouvelables à des règles claires d'accès au réseau — en collaborant avec les provinces pour élaborer des normes claires d'accès au réseau et conclure des ententes d'achat d'énergie. Les tarifs d'alimentation sont plus efficaces lorsqu'il s'agit de promouvoir la production décentralisée d'énergies renouvelables et offrent des avantages sur les plans de la sécurité énergétique et de la stabilité du réseau.
- d) Élaborer des mesures ciblées sur les énergies renouvelables émergentes, non branchées au réseau, comme l'énergie géothermique, l'énergie solaire passive.

*suite à la prochaine page*

- e) Maintenir et étendre son programme d'achat d'électricité générée à partir de technologies émergentes d'énergie renouvelable.

### **ÉTUDE DE CAS SUR L'HYDROGÈNE**

---

- **Afin d'appuyer la réduction à long terme des émissions de carbone par l'utilisation de l'hydrogène comme carburant et combustible, le gouvernement fédéral devrait :**

- a) orienter les investissements publics vers les voies qui rejettent moins de carbone, y compris la création de sources d'énergie sans carbone afin de produire de l'hydrogène et d'éliminer le carbone à la source par la séquestration;
- b) financer et stimuler une augmentation des activités de R-D afin de réduire les coûts en capital des technologies à piles à combustible et d'améliorer l'équilibre énergétique et les coûts de la production d'hydrogène;

- c) continuer de concentrer les efforts sur les applications dans le secteur des transports qui offrent des possibilités de réduction à long terme des émissions de carbone, compte tenu des intérêts industriels du Canada dans les secteurs des piles à combustible, de l'hydrogène et de l'automobile.

### **SÉRIE COORDONNÉE D'INSTRUMENTS ÉCONOMIQUES D'APPUI**

---

- **Il faudrait adopter les recommandations ci-dessus relatives aux trois études de cas comme une série coordonnée d'instruments allant du court au long terme, afin de tirer le maximum d'avantages possible des technologies au moment le plus approprié de leur mise en valeur projetée, et d'atténuer toute interruption dans la mise en œuvre des instruments économiques.**



# Annexes

# A. SOMMAIRE : ÉTUDE DE CAS SUR L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Par M.K. Jaccard & Associates

## 1 INTRODUCTION

L'écologisation de la fiscalité (EF) vise l'harmonisation systématique de la politique fiscale\* à d'autres instruments de politique pour atteindre simultanément des objectifs environnementaux et économiques. Dans cette étude, nous analysons le rôle de la politique fiscale dans la promotion de l'efficacité énergétique du secteur industriel du Canada de manière à obtenir une réduction à long terme des émissions de carbone dues à l'énergie.

Aux fins de cette étude de cas, le terme « industrie » désigne les établissements des secteurs de la fabrication et des mines; il exclut donc les établissements des secteurs de la production d'électricité, de l'agriculture ou de la prestation des services.

L'« efficacité énergétique » désigne le rapport entre l'extrait (service) d'un dispositif ou système et l'énergie qui y est consommée. Améliorer l'efficacité énergétique suppose de faire davantage avec un intrant énergétique égal ou moindre. L'analyse de l'efficacité énergétique peut s'appliquer au système énergétique sous divers aspects, notamment à l'équipement utilisant l'énergie, aux grands procédés industriels, aux technologies d'approvisionnement en énergie, aux réseaux d'acheminement, et même à la forme et à l'infrastructure des villes. L'« intensité énergétique » est un indicateur courant en analyse énergétique, puisque l'efficacité énergétique ne peut se mesurer directement à un niveau global. L'intensité énergétique se définit en unités d'énergie par unité d'extrait. Elle peut se mesurer en unités physiques (production brute) ou en unités monétaires (en termes de produit intérieur brut ou PIB).

Il existe diverses façons de réduire l'intensité en carbone de l'énergie. Apporter des améliorations sur le plan de l'efficacité énergétique n'entraînera une baisse des émissions de carbone que si l'intensité en carbone de l'énergie (tonnes de carbone par gigajoule d'énergie) consommée n'augmente pas considérablement, ce qui est souvent le cas.

Dans la conception des politiques et l'évaluation de leurs répercussions et coûts, il est utile d'établir une nette distinction entre actions et politique. On entend par action

un changement dans l'acquisition d'équipement, le rythme d'utilisation de l'équipement, le mode de vie ou les pratiques de gestion des ressources, qui entraîne des changements dans les émissions nettes de gaz à effet de serre (GES). L'étude porte sur les actions en matière d'efficacité énergétique qui constituent des changements dans l'acquisition de la technologie, mais elle en tient également compte par rapport à d'autres actions visant la réduction des émissions de carbone.

Pour décrire les émissions à base de carbone pour le secteur industriel, il est utile de recourir au concept d'« émissions directes » et d'« émissions indirectes ». Les *émissions directes* sont produites par une source contrôlée par le secteur, alors que les *émissions indirectes* résultent de l'activité de ce secteur, mais sont produites par une source extérieure. Dans l'étude des répercussions des actions, nous tenons compte des effets combinés des émissions directes et indirectes, puisque ne tenir compte que des émissions directes ferait constater une hausse des émissions, dans le cas d'une action comme la cogénération.

## 2 CARACTERISTIQUES DU SECTEUR INDUSTRIEL

Le secteur industriel canadien, qui comprend les activités des secteurs de la fabrication et des mines, est le plus important producteur de GES au Canada. En 2000, il a émis, de manière directe, 237 Mt de gaz carbonique (CO<sub>2</sub>e), la plus grande partie étant le résultat de la consommation énergétique. La consommation énergétique rend compte des niveaux d'activités, de la structure de l'industrie et de l'efficacité énergétique de l'énergie utilisée, alors que les émissions de GES reflètent également l'intensité en GES de l'énergie utilisée et les émissions liées aux procédés.

L'énergie est particulièrement critique pour la production de produits industriels de base qui servent à fabriquer des biens de consommation finale, tant au Canada qu'à l'extérieur de celui-ci. Ces industries interviennent pour plus de 80 p. 100 du total de la consommation énergétique industrielle. Elles comprennent les industries comme le fer et l'acier, les pâtes et papiers, la fonte des métaux, le raffinage du pétrole, la fabrication de produits chimiques et les minéraux industriels. Les industries restantes, qui sont nombreuses et diversifiées (transformation des aliments, fabrication de matériel de transport etc.), n'utilisent que 15 p. 100 de la consommation énergétique industrielle totale, même si elles sont responsables de 60 p. 100 de la production économique industrielle.

En 2002, l'intensité énergétique (en termes de PIB) dans l'industrie canadienne a diminué de façon générale à un niveau de 27 p. 100 inférieur à celui des années 1990.

\* La politique fiscale fait référence aux politiques du gouvernement sur l'imposition et les dépenses.

Cette baisse de l'intensité énergétique est due à une meilleure efficacité chez les utilisateurs d'énergie, ainsi qu'à des changements structurels dans l'industrie. Dans ce contexte, le terme « changement structurel » désigne un changement dans la composition des produits ou de l'industrie, qui détermine le volume total de la production industrielle. Entre 1995 et 2001, la part de l'activité économique des industries moins énergivores a augmenté, alors que la part représentée par des industries, plus énergivores, a diminué, d'où un déclin de l'utilisation énergétique totale de 11,5 p. 100 par rapport aux niveaux de 1995.

Toutefois, les tendances reposant sur la production économique ne peuvent donner un tableau précis de l'intensité énergétique parce que les unités monétaires subissent l'influence de nombreux facteurs non liés à l'énergie, par exemple le coût de la main-d'œuvre ou le prix de vente du produit final. Les indicateurs calculés en matière d'intensité énergétique mesurée en termes d'unités physiques laissent supposer un déclin plus faible de l'intensité énergétique que les tendances mesurées en termes de PIB.

Les dirigeants de l'industrie, estime-t-on, sont plus disposés à réduire les coûts de la consommation énergétique que les consommateurs résidentiels et commerciaux. Ainsi, nombre de sociétés ont peut-être déjà pris diverses mesures rentables pour réduire leur consommation d'énergie, particulièrement quand on sait que les coûts de l'énergie représentent un pourcentage élevé des coûts totaux de production. Certains secteurs, en raison du lieu où ils sont établis, sont moins en mesure de réduire leur utilisation de l'énergie, particulièrement des combustibles fossiles. Néanmoins, les possibilités d'améliorer l'efficacité énergétique peuvent être importantes, notamment dans certains secteurs industriels.

### 3 POLITIQUE ACTUELLE

Les politiques actuelles sur l'efficacité énergétique dans l'industrie ont pris naissance dans les années 1970. Le choc des prix pétroliers, en 1973, a fait de la sécurité énergétique une préoccupation prioritaire et a suscité, notamment, la création de nombreux programmes d'efficacité énergétique à l'échelon international et au Canada [p. ex. le Programme d'économie d'énergie dans l'industrie canadienne (PEEIC) et l'Initiative des innovateurs énergétiques industriels]. Depuis, l'efficacité énergétique industrielle est devenue étroitement liée aux initiatives de politiques concernant le changement climatique. Elle a figuré en tête de liste des efforts volontaires de l'industrie pour réduire ses émissions de GES dans le cadre du programme Défi-Climat appelé aussi Mesures volontaires et Registre (MVR), lancé au départ par le gouvernement pour inciter les organismes privés et publics à limiter

leurs émissions nettes de GES. Juste avant la ratification du Protocole de Kyoto, en décembre 2002, le gouvernement du Canada publiait son *Plan sur le changement climatique*, dans lequel il établissait une approche pour maîtriser les émissions de GES des grands émetteurs industriels.

Le budget fédéral de 2003, après le *Plan sur le changement climatique*, comportait des affectations budgétaires pour soutenir, à long terme, la recherche-développement (R-D) sur les technologies naissantes à haut rendement énergétique (250 millions de dollars), et pour subventionner les mesures d'efficacité énergétique et les contreparties de fixation du carbone de l'industrie (303 millions de dollars). La R-D sur les technologies perfectionnées d'efficacité énergétique finale est l'un des cinq secteurs prioritaires dans le domaine de la science et de la technologie. Au-delà des politiques et initiatives fédérales, les gouvernements provinciaux et les sociétés publiques ont aussi beaucoup travaillé à la promotion de l'efficacité énergétique dans l'industrie, et dans la politique concernant le changement climatique en général.

Il est possible que le système économico-budgétaire n'offre pas de règles du jeu égales en matière de concurrence pour les investissements énergétiques, en raison des traitements fiscaux différents des investissements. Une catégorie spéciale d'équipements pour la conservation de l'énergie et les énergies renouvelables aux fins de la déduction pour amortissement (catégorie 43.1) rend certains investissements admissibles à un taux annuel d'amortissement de 30 p. 100. Cette catégorie vise spécifiquement les systèmes combinés de chauffage et d'énergie, et le matériel à haute efficacité de production de gaz et de récupération de chaleur, en tant qu'investissements pertinents dans l'efficacité énergétique pour le secteur industriel. Le Canada n'a recours à aucun autre incitatif fiscal pour encourager l'efficacité énergétique dans le cadre du régime fiscal des particuliers ou des entreprises.

Hormis le régime fiscal, quelques programmes administrés par le gouvernement et des sociétés de services publics prévoient des incitatifs à la promotion de l'efficacité énergétique dans l'industrie. Pour la plupart, ils s'inscrivent dans des politiques plus globales qui visent à informer. Ainsi, dans le *Plan sur le changement climatique*, on cherche à élaborer un système de permis négociables comme incitatif à la décarbonisation chez les grands émetteurs industriels. Le gouvernement étudie actuellement en quoi la conception d'un système de ce type serait susceptible de profiter au maximum à ce marché. Toutefois, un régime pilote d'échanges d'émissions « volontaire » fonctionne actuellement : le Projet pilote d'élimination et de réduction des émissions et d'apprentissage (PPPEREA).



Comme nous l'avons mentionné précédemment, le *Plan sur le changement* climatique prévoit un financement direct à la R-D dans les technologies d'efficacité énergétique. Le Bureau de recherche et de développement énergétiques (BRDE) coordonne les activités fédérales de R-D en efficacité énergétique et dirige le Programme de recherche et de développement énergétiques (PRDE) (qui inclut une stratégie pour l'efficacité énergétique dans l'industrie). Le Centre de la technologie de l'énergie de CANMET (CTEC) et l'Initiative de recherche innovatrice (IRI) de RNCAN pour l'atténuation des GES financent également des programmes de recherche qui comportent des projets d'efficacité énergétique. Globalement, le Canada a privilégié les incitatifs financiers, les préférant au financement direct pour appuyer la R-D sur l'efficacité énergétique, établissant ainsi l'un des systèmes les plus généreux des pays membres de l'Organisation pour la coopération et le développement économiques (OCDE).

#### **4 PERSPECTIVES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**

La compréhension de l'utilisation de l'énergie dans l'industrie se fait en termes de services énergétiques génériques ou auxiliaires et de procédés spécifiques. Les services énergétiques génériques ou auxiliaires sont ceux qui ne sont pas propres à une industrie en particulier. Ils entrent dans quatre grandes catégories : systèmes de génération de vapeur (centrales à vapeur et cogénération); systèmes d'éclairage, de chauffage, de ventilation et de climatisation (CVC) et systèmes à moteur électrique (pompes, ventilateurs, compresseurs et convoyeurs). Il est possible d'obtenir d'importantes réductions par l'amélioration de l'efficacité énergétique des systèmes de génération de vapeur, et des moteurs électriques et de leurs dispositifs périphériques. L'efficacité des systèmes de génération de vapeur varie considérablement selon la conception des chaudières, leur âge et le combustible utilisé. Des améliorations importantes de l'efficacité énergétique sont également possibles par le recours à la cogénération, plutôt que simplement à des chaudières à vapeur. Il est possible d'augmenter l'efficacité énergétique des moteurs électriques, mais il y a encore plus de possibilités d'augmenter l'efficacité des équipements qu'ils actionnent (par exemple les matériels de pompage, de déplacement d'air, de compression, de transport et autres types de mécanismes).

Les perspectives d'efficacité énergétique qui restent sont assez spécifiques aux procédés propres à chaque industrie. Certaines industries utilisent d'énormes quantités de chaleur dans leurs activités. Ainsi, les industries produisant des matériaux (le fer, l'acier et autres métaux primaires, ou des matériaux de construction) se caractérisent par une forte utilisation de chaleur industrielle directe. D'autres industries dépendent fortement de

l'électricité pour actionner de gros moteurs, ou générer ou purifier des produits chimiques ou des métaux dans les piles électrolytiques. Habituellement, les industries énergivores ont moins de choix en matière de réduction de l'énergie (ou du CO<sub>2</sub>), comparativement aux industries qui peuvent recourir à des dizaines, voire à des centaines de procédés plus modestes, chacun n'exigeant qu'une modeste quantité d'énergie pour transformer des produits semi-finis en produits finaux.

Il existe de nombreuses technologies efficaces sur le plan de l'énergie qui sont sur le marché à l'heure actuelle. Certaines existent probablement depuis quelque temps dans le commerce, mais pourraient encore effectuer des percées plus considérables. D'autres sont sur le point d'émerger et sont au stade de la démonstration ou se sont implantées dans un créneau relativement étroit (p. ex. réduction directe dans les industries du fer et de l'acier). D'autres ne se sont pas encore concrétisées sur le plan technique et font l'objet de programmes dynamiques de R-D (p. ex. anodes permanentes/cathodes humides dans l'électrolyse de l'aluminium). L'innovation technologique peut être radicale (perturbatrice) ou progressive. L'innovation technologique radicale est une transition vers une nouvelle technologie ou un nouveau paradigme, qui, souvent, modifie la façon de percevoir le produit ou le procédé. L'innovation progressive est une innovation modeste et graduelle des technologies existantes.

#### **5 OBSTACLE À L'ADOPTION**

Ces trente dernières années, les chercheurs ont constaté que les consommateurs et les entreprises se privent d'investissements rentables évidents dans l'efficacité énergétique. Ils ne semblent pas tenir compte des économies futures qui résulteraient des investissements dans l'efficacité énergétique à des taux dépassant de beaucoup les taux du marché pour les emprunts ou les épargnes. Ce phénomène souvent appelé « écart d'efficacité énergétique » a été analysé comme une question critique par cette étude afin d'évaluer le coût et le potentiel économiques de la politique d'EF pour exercer une influence sur l'adoption des technologies efficaces sur le plan énergétique.

Bien que le potentiel existe, comprendre les possibilités qu'ont les entreprises d'améliorer leur efficacité énergétique n'est pas une tâche aisée. Tout d'abord, les nouvelles technologies comportent des risques plus grands d'échecs que les méthodes éprouvées. L'existence de cette incertitude peut être un obstacle important à l'investissement par les entreprises au moment où elles envisagent de réaliser des investissements irréversibles qui peuvent être retardés. Qui plus est, les coûts d'acquisition et d'installation, et les frais d'exploitation varieront selon l'endroit, et certains matériels seront plus appropriés dans certaines situations que dans d'autres.

En outre, les incidences de l'adoption de possibilités d'efficacité énergétique sur la consommation énergétique globale et la décarbonisation sont un aspect complexe à saisir en raison de plusieurs facteurs. Tout d'abord, même si une meilleure efficacité énergétique peut déboucher sur la décarbonisation, il ne faut pas oublier que les combustibles primaires diffèrent considérablement par leurs émissions de carbone. Des réactions importantes du second degré pourraient également se produire, dans l'économie, entre l'offre et la demande d'énergie. Ainsi, l'adoption généralisée de moteurs électriques et systèmes auxiliaires très efficaces se répercuterait sur la demande d'électricité, ce qui risquerait d'avoir des effets sur les prix qui, en retour, influeraient sur les décisions liées à l'énergie dans l'ensemble de l'économie. Lorsque les technologies efficaces sur le plan de l'énergie parviennent à s'implanter sur le marché, la baisse de coût des services d'énergie qui en découle entraîne un *effet de rebond*, soit une hausse de la demande de services énergétiques, et par conséquent, de la consommation d'énergie.

## 6 MÉTHODOLOGIE DE MODÉLISATION

On peut utiliser toute une gamme de modèles énergétiques/économiques pour tracer une ligne de base concernant les émissions de GES du secteur industriel, pour ensuite évaluer en quoi les changements en matière d'efficacité énergétique, de type de combustible ou de technologie de contrôle des émissions pourraient déboucher sur des niveaux différents d'émissions de GES. Le modèle du Système canadien de modélisation intégrée (SCMI), élaboré par l'Energy and Materials Research Group (EMRG) de l'Université Simon Fraser, est celui utilisé dans cette analyse. Les technologies, procédés et interactions technologiques uniques dans le secteur industriel canadien sont illustrés en détail; il est donc possible d'étudier à fond la relation entre le processus sous-jacent et la structure technologique du secteur par rapport à l'ensemble des utilisations énergétiques et des émissions de GES. Le modèle du SCMI illustre, en outre, les décisions sur l'acquisition de la technologie d'après une combinaison de coûts financiers et de paramètres comportementaux projetés à partir d'études empiriques des mécanismes décisionnels des consommateurs et des entreprises. Ce modèle est donc différent de ceux qui ont recours à une estimation unique *ex ante* (prévue) des coûts financiers en tant que base de choix entre technologies concurrentes et qui ne règlent pas la question des complexités décisionnelles, comme le prouve l'écart d'efficacité énergétique. Le modèle du SCMI permet également d'intégrer les effets sur les prix de l'énergie par la demande et l'offre d'énergie par secteur, de même que les réactions de la demande de services énergétiques.

### 6.1 Aperçu du modèle

Le modèle de simulation du SCMI suppose six étapes fondamentales.

- 1 *Évaluation de la demande* : Les technologies sont illustrées dans le modèle en termes de quantité de services et/ou de produits offerts (p. ex. tonnes de papier produites). La prévision de la croissance des services détermine la simulation en tranches quinquennales.
- 2 *Retrait* : Dans chaque période à venir, une partie du stock technologique de l'année de départ est retirée en fonction de l'âge. Le parc technologique résiduel dans chaque période est soustrait de la demande prévue de services énergétiques.
- 3 *Concurrence des nouvelles technologies/concurrence des améliorations éconergétiques* : Les technologies prospectives se font concurrence pour obtenir les nouveaux investissements requis pour satisfaire la demande de service, d'après l'atténuation des coûts annualisés du cycle de vie qui intègrent les différences connues entre les préférences non financières des consommateurs en matière de technologies et les risques d'échec. Dans ce modèle, on répartit les parts de marché entre les technologies, de façon probabiliste, pour rendre compte de la variation des coûts d'acquisition et d'installation, des frais d'exploitation, ainsi que de l'équipement. Il y a concurrence dans chaque période avant les achats de nouveaux stocks pour simuler l'amélioration éconergétique du stock résiduel.
- 4 *Équilibre de l'offre et de la demande d'énergie* : Dans chaque période de l'avenir, un cycle intervient entre le choix des technologies dans les modèles de demande énergétique, et le choix des technologies et les prix dans les modèles d'offre d'énergie, jusqu'à ce que les prix (offre) et la demande parviennent à un équilibre.
- 5 *Équilibre de la demande de services énergétiques* : Lorsque le cycle offre/demande d'énergie s'est stabilisé, cette étape ajuste la demande de services énergétiques d'après les élasticités de prix. Si l'ajustement est important, le système entier redémarre à l'étape 1, en tenant compte des nouvelles demandes.
- 6 *Résultat* : On peut dériver l'ensemble des données sur l'énergie, les émissions et les coûts à partir des résultats finaux du modèle, puisque chaque technologie a une utilisation énergétique nette, des émissions nettes liées à l'énergie et des coûts associés.

Le modèle du SCMI sert à construire le scénario de base et à mettre au point deux scénarios de rechange où l'on évalue comment les changements en matière

**Tableau 1 : Prévion de base des émissions de GES et de la consommation énergétique, Canada**

	2000	2010	2020	2030	Croissance annuelle moyenne
<b>Émissions de GES (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>	288	343	396	453	1,53 %
<b>directes</b>	237	307	358	407	1,82 %
<b>indirectes</b>	50	36	38	46	-0,30 %
<b>Énergie (PJ)</b>	4 239	5 030	5 783	6 579	1,48 %

d'efficacité énergétique, de type de combustible ou de technologie de contrôle des émissions peuvent aboutir à des niveaux différents d'émissions de GES dans le secteur industriel.

## 7 SCÉNARIO DE BASE

Le scénario de base se prépare à l'aide du modèle du SCMI conformément aux étapes de simulation 1, 2, 3 et 6 décrites dans la section précédente (on n'utilise pas les étapes 4 et 5 dans l'étude de cas). La période prévisionnelle de base s'étend de 2000 (année de base du SCMI) à 2030. Aux fins de cette étude, les hypothèses sur la croissance économique (plus précisément les taux de croissance régionaux du PIB de 2000 à 2020) et les prix futurs de l'énergie sont tirés de *Perspective des émissions du Canada : une mise à jour* (PEC-MJ)<sup>1</sup>. Pour la simulation, au-delà de 2020, nous partons de l'hypothèse que les tendances annuelles de prix et de croissance de 2015 à 2020 se maintiendront jusqu'en 2030. Les prévisions d'émissions générées par le SCMI sont calibrées en fonction des prévisions officielles d'émissions de GES (de décembre 2003) formulées depuis la publication de PEC-MJ.

Nous présentons au tableau 1 un résumé du scénario de base pour le secteur industriel au Canada. Globalement, les émissions du secteur industriel (tel que défini aux fins de cette étude de cas) croissent de 50 p. 100 sur les 30 années de la période de simulation, les émissions directes augmentant et les émissions indirectes diminuant. La part de l'électricité produite par cogénération augmente pendant la période de simulation, particulièrement dans l'exploitation des sables bitumineux. Le secteur du pétrole et du gaz est responsable de la plus forte hausse des émissions de GES, en raison d'une forte croissance des exportations de pétrole et de gaz aux États-Unis.

## 8 SCÉNARIOS DE RECHANGE

Nous avons préparé deux prévisions de rechange afin de simuler deux prix fictifs différents sur les 25 ans visés (2005–2030). Nous partons de l'hypothèse d'un prix de 15 \$ la tonne de CO<sub>2</sub>e, et d'un prix de 30 \$ la tonne de CO<sub>2</sub>e, afin d'indiquer un changement dans les profils d'investissement. En plus d'appliquer ces prix fictifs à des sous-modèles du secteur industriel, nous les appliquons aussi au secteur de l'électricité pour pouvoir refléter un prix fictif des émissions de carbone dans le prix de l'électricité constaté dans les sous-secteurs de l'industrie.

Les technologies émergentes offrent de meilleures perspectives d'acceptation sur le marché sur une période de 25 ans. Afin d'intégrer la promotion, à long terme, de ces technologies par le soutien à la R-D et à la commercialisation, nous pondérons les « coûts intangibles » d'une sélection de technologies naissantes pour rendre compte d'un effort plus ciblé de R-D et de commercialisation.

La simulation d'un prix fictif des émissions de carbone dans les sous-modèles du secteur industriel indique la possibilité de réduire les émissions par des mesures d'efficacité énergétique. Ce type de simulation fait ressortir les possibilités de réduction des émissions réalisables grâce à des mesures d'efficacité énergétique jusqu'à concurrence d'un coût marginal spécifique de réduction pour le carbone. Cette méthodologie repose sur le principe que l'objectif (la décarbonisation) susciterait la formulation d'un autre scénario concernant les GES (tel que simulé par un prix fictif pour les GES) qui ferait ressortir le rôle possible des investissements dans l'efficacité énergétique en ce qui a trait à la décarbonisation, comparativement à d'autres options. Le choix des prix du carbone rend compte d'un potentiel « atteignable » relativement modeste, qui pourrait être influencé par la politique fiscale.

<sup>1</sup> Accessible en ligne à : <[www.nrcan.gc.ca/es/ceo/update.htm](http://www.nrcan.gc.ca/es/ceo/update.htm)>.

**Tableau 2 : Émissions de GES et énergie pour les scénarios de rechange, Canada**

	2000	2010	2020	2030
<b>Émissions totales de GES (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>				
<b>SQ</b>	288	343	396	453
<b>Hypocarboné I</b>	288	322	365	407
<b>Hypocarboné II</b>	288	316	355	395
<b>Émissions directes de GES (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>				
<b>SQ</b>	237	307	358	407
<b>Hypocarboné I</b>	237	292	339	386
<b>Hypocarboné II</b>	237	293	335	378
<b>Émissions indirectes de GES (Mt CO<sub>2</sub>e)</b>				
<b>SQ</b>	50	36	38	46
<b>Hypocarboné I</b>	50	29	26	22
<b>Hypocarboné II</b>	50	23	20	17
<b>Énergie (PJ)</b>				
<b>SQ</b>	4 239	5 030	5 783	6 579
<b>Hypocarboné I</b>	4 239	4 822	5 537	6 298
<b>Hypocarboné II</b>	4 239	4 818	5 497	6 232

SQ = maintien du statu quo

Les scénarios hypocarbonés I et II donnent une réduction de 46 Mt de CO<sub>2</sub>e et de 58 Mt de CO<sub>2</sub>e respectivement en 2030 (voir le tableau 2). En majeure partie, cette réduction touche les émissions directes, bien que la réaction des émissions indirectes à l'imposition d'un prix fictif soit plus forte que celle des émissions directes (les émissions indirectes fléchissent de 53 p. cent, à 62 p. cent en 2030, alors que les émissions directes ne régressent que de 5 p. cent, à 7 p. cent). Les mesures à l'origine de cette forte réaction des émissions indirectes comprennent une adoption accrue de systèmes de cogénération, ainsi que des mesures qui augmentent l'efficacité globale des systèmes motorisés auxiliaires. Le secteur de la fonte et de l'affinage des métaux, le raffinage du pétrole et les sous-secteurs du fer et de l'acier contribuent à la plus grande partie à la réduction des émissions par l'amélioration de l'efficacité énergétique.

Lorsque les technologies efficaces sur le plan énergétique parviennent à bien s'implanter sur le marché, la baisse résultante des coûts des services énergétiques entraîne un effet de rebond par une demande accrue de services énergétiques et donc, une plus grande consommation d'énergie. Les scénarios de rechange ne donnent pas le même effet.

**Tableau 3 : Coûts financiers ex ante pour 2005–2030 (en milliards de dollars)**

	Hypocarboné I	Hypocarboné II
<b>Produits chimiques</b>	-4,98	-4,04
<b>Mines de charbon</b>	-0,99	-2,19
<b>Minéraux industriels</b>	-1,16	-2,08
<b>Fer et acier</b>	-1,84	-1,93
<b>Fonte et affinage des métaux</b>	-1,42	-1,76
<b>Exploitation minière</b>	-0,26	-0,59
<b>Autre fabrication</b>	-1,92	-2,75
<b>Extraction de brut</b>	-0,04	-0,03
<b>Raffinage du pétrole</b>	-0,19	-0,38
<b>Pâtes et papiers</b>	-3,39	-4,80
<b>Industrie du gaz naturel</b>	-1,45	-4,32
<b>Total</b>	<b>-17,64</b>	<b>-24,87</b>

Remarque. — Les chiffres sont rapportés en dollars de 2000.

## 9 ANALYSE ÉCONOMIQUE ET DE LA POLITIQUE

Les simulations des scénarios de remplacement ont permis de constater qu'il serait possible de parvenir à une réduction pouvant aller jusqu'à 58 Mt de CO<sub>2</sub>e d'ici à 2030, en partie par des mesures qui permettraient à l'industrie d'atteindre une plus grande efficacité énergétique. Nous calculons les coûts financiers *ex ante* (prévus) des scénarios (illustrés au tableau 3) représentant la différence entre la valeur actuelle nette des coûts du capital, de l'énergie, de l'exploitation et de l'entretien entre le scénario de base, et chacun des scénarios de rechange en 2004 (2000 \$) escomptés à un taux d'actualisation public de 2005 à 2030. Tous les sous-secteurs de l'industrie affichent des coûts négatifs, car la valeur des économies d'énergie est supérieure à l'augmentation des coûts de capital initiaux découlant de l'adoption de ces mesures. Les coûts économiques peuvent être, et sont habituellement, beaucoup plus élevés; ils sont intégrés dans les choix technologiques des entreprises et des ménages.

Puisque la simulation du SCMI ne comportait pas les réactions finales de la demande (étape 5 de la simulation du SCMI), les résultats ne donnent qu'un portrait d'équilibre partiel de la réponse au prix fictif du CO<sub>2</sub>e.

La recherche de réductions des émissions de carbone en misant sur l'efficacité énergétique de l'industrie peut offrir d'autres avantages en plus de réduire les émissions de GES et les dommages écologiques liés au réchauffement de la planète. Tout d'abord, la baisse de l'intensité énergétique réduira les coûts de l'énergie par unité de production du service, de sorte que la croissance économique sera moins freinée par les coûts énergétiques futurs. Deuxièmement, l'innovation dans les technologies énergétiquement plus efficaces sera encouragée, ce qui pourrait offrir l'occasion d'augmenter les exportations. Troisièmement, il est possible que l'on parvienne à réduire les effets néfastes, sur la santé, découlant de la piètre qualité de l'air.

L'EF, telle que définie dans cette étude (voir l'introduction) est une approche globale permettant de recourir à tout un éventail d'instruments pour appuyer le changement vers le développement durable. Comme l'explique le rapport de la TRNEE intitulé : *Vers un programme canadien d'écologisation de la fiscalité : Les premiers pas*, l'objectif commun à ces instruments est d'offrir des incitatifs afin de récompenser les producteurs et les consommateurs qui modifient leurs décisions et comportements. Ces instruments intègrent les coûts environnementaux ou récompensent des pratiques plus

durables. Nous établissons un lien entre trois outils de politique clés et l'analyse de modélisation : l'application de taxes environnementales, les permis négociables (dans le cadre de la réglementation axée sur le marché) et les subventions.

### 9.1 Taxes liées à l'environnement et redéploiement fiscal

Les résultats de la modélisation pointent directement vers l'application d'une taxe sur les GES, payée sur chaque combustible fossile et proportionnelle à la quantité de GES émis pendant la combustion<sup>2</sup>. Toutefois, puisque le prix du carbone a été appliqué à toutes les émissions de GES dans les sous-secteurs industriels (y compris les émissions des procédés et fugitives), les émissions ne provenant pas de la combustion de combustible ont été également soumises au prix du carbone. Le scénario hypocarbone I décrit une taxe de 15 \$ la tonne de CO<sub>2</sub>e et le scénario hypocarbone II, une taxe de 30 \$ la tonne de CO<sub>2</sub>e. Une taxe sur les GES, appliquée dans l'ensemble du secteur industriel, encourage chaque sous-secteur à accroître ou à diminuer ses efforts de réduction des émissions jusqu'à ce que chacun affiche un coût marginal identique pour l'unité suivante de réduction des émissions.

Les recettes provenant des taxes environnementales peuvent servir à de nombreuses fins; ainsi, on peut les utiliser dans le cadre des recettes générales, les réserver à des projets environnementaux spécifiques, les offrir en tant que rabais ou s'en servir pour réduire d'autres taxes. Chaque option donne lieu à des coûts différents pour des participants et secteurs divers de l'économie. Dans la pratique, la conception de l'écofiscalité a tenu compte des préoccupations d'équité et de compétitivité en faisant appel à une combinaison de remboursements, de différences dans les taux d'imposition appliqués à l'industrie et aux ménages, ainsi que d'exonérations fiscales à divers degrés.

### 9.2 Permis négociables (réglementation axée sur le marché)

Il faut mentionner un domaine important d'innovation en matière de politique, soit l'établissement d'une réglementation axée sur le marché qui, comme une taxe sur les GES, permet une souplesse individuelle dans l'atteinte d'une exigence ou limite obligatoire. Contrairement à la réglementation directe, le choix de participer (qu'il s'agisse de réduire les émissions, d'acquérir la technologie désignée ou de payer d'autres intervenants pour le faire) est laissé à la discrétion de chaque société ou ménage.

<sup>2</sup> Une taxe sur le CO<sub>2</sub> est définie par tonne de CO<sub>2</sub> émis, au lieu de carbone émis. On peut facilement la traduire en taxe sur le carbone : une tonne de carbone correspond à 3,67 tonnes de CO<sub>2</sub>. La taxe sur les GES couvre les autres GES et se mesure en tonnes de CO<sub>2</sub>e.

**Tableau 4. Coûts des mesures incitatives (coûts privés perçus) pour 2005 à 2030 (en milliards de dollars)**

	Hypocarboné I	Hypocarboné II
<b>Produits chimiques</b>	0,528	1,284
<b>Mines de charbon</b>	0,026	0,104
<b>Minéraux industriels</b>	0,047	0,194
<b>Fer et acier</b>	0,070	0,158
<b>Fonte et affinage des métaux</b>	0,124	0,309
<b>Exploitation minière</b>	0,015	0,036
<b>Autre fabrication</b>	0,189	0,436
<b>Extraction de brut</b>	0,101	0,093
<b>Raffinage du pétrole</b>	0,003	0,026
<b>Pâtes et papiers</b>	0,203	0,608
<b>Extraction du gaz naturel</b>	0,707	1,636
<b>Total</b>	<b>2,012</b>	<b>4,885</b>

Remarque. — Les chiffres sont rapportés en dollars de 2000.

Les résultats du modèle laissent entrevoir un système de plafonnement des émissions et de permis négociables (PEPN) qui pourrait être appliqué à toute l'industrie, avec des permis et plafonnements aux enchères équivalant aux niveaux d'émissions signalés dans les scénarios de rechange : 407 Mt de CO<sub>2</sub>e en 2030 dans le scénario hypocarboné I et 395 Mt de CO<sub>2</sub>e dans le scénario hypocarboné II (tableau 2). Les prix des permis négociables correspondent aux prix fictifs appliqués dans ces scénarios (15 \$ la tonne de CO<sub>2</sub>e et 30 \$ la tonne de CO<sub>2</sub>e respectivement).

De plus, la réglementation axée sur le marché peut s'appliquer dans divers contextes, par exemple en spécifiant le résultat souhaité sur le marché, plutôt que le résultat environnemental. Les systèmes de PEPN offrent une gamme considérable d'options de conception.

### 9.3 Subventions

L'EF peut appuyer la décarbonisation par l'élimination ou la réorientation des subventions actuelles et la mise en place de nouvelles subventions. Le soutien financier, sous forme de subventions directes, de prêts garantis ou à faible taux d'intérêts et d'incitatifs fiscaux, peut servir à favoriser directement l'adoption accrue des technologies efficaces sur le plan énergétique et la R-D à long terme sur des technologies éconergiques nouvelles.

D'après les scénarios de rechange, on pourrait parfaitement concevoir un programme de subventions axées sur les mesures rentables. On peut estimer l'ampleur de l'incitatif requis pour cibler ces actions en calculant les coûts privés perçus des scénarios de rechange (voir le tableau 4). Les estimations s'établissent par le calcul de l'aire sous une courbe traçant une réduction cumulative des émissions par rapport à l'augmentation des prix fictifs du CO<sub>2</sub>e. L'aire située sous la courbe de coût marginal résultante jusqu'au prix fictif du scénario de rechange est le coût du programme de subventions nécessaire pour que les entreprises prennent des mesures qu'elles n'adopteraient pas autrement (leurs coûts privés perçus).

Ces estimations excluent les dépenses nécessaires pour subventionner les entreprises qui auraient commencé à acquérir les technologies efficaces sur le plan énergétique dans le scénario de base (« resquilleurs »). Si l'effet était intégré, le coût du programme de subventions serait plus élevé. D'après les évaluations des programmes incitatifs d'efficacité énergétique, la part des resquilleurs peut être importante, souvent de l'ordre de 85 p. 100 des bénéficiaires des programmes. Les programmes de subventions peuvent donc exiger, par unité d'effet, des dépenses publiques relativement importantes. Qui plus est, les coûts administratifs de l'exécution du programme et les coûts de transaction de la participation des entreprises, qui dépendent beaucoup de la conception des mesures spécifiques, n'ont pas été pris en compte.

Les voies possibles, en matière de nouvelles subventions, peuvent comprendre les transferts financiers directs (subventions, prêts préférentiels ou à faible taux d'intérêts) ou les incitatifs fiscaux (p. ex. l'expansion de la catégorie 43.1 pour y inclure les technologies plus efficaces sur le plan de l'énergie). Le recours à des programmes de crédits renouvelables est aussi devenu plus populaire dans le secteur commercial/institutionnel canadien et pourrait s'appliquer au contexte industriel.

La même valeur monétaire d'une subvention pourra avoir un effet différent selon la conception du programme. Les incitatifs financiers peuvent être orientés de manière à réduire les coûts initiaux ou les coûts d'exploitation, dans le cas des investissements dans l'efficacité énergétique, et peuvent reposer sur des critères prescrits ou personnalisés (fondés sur le rendement). Les subventions axées sur les coûts d'immobilisation préliminaires tiennent compte du fait que le coût d'immobilisation plus élevé des technologies efficaces sur le plan énergétique peut avoir un effet dissuasif sur les investissements. Les mesures axées sur les coûts initiaux ne reposent pas sur la capacité réelle de l'investissement d'atteindre l'objectif de politique voulu.

Les subventions fondées sur le rendement peuvent être plus souples et permettre aux entreprises d'atteindre les améliorations « prouvées » en matière d'efficacité énergétique ou de réduction des émissions de carbone.

Il faut aussi que la conception des subventions tienne compte des différences dans la façon dont les sociétés peuvent réagir aux mesures incitatives. Les petites et moyennes entreprises pourraient ne pas avoir autant accès aux capitaux que les grandes entreprises pour profiter des incitatifs fiscaux; elles pourraient estimer que les prêts, les garanties de prêt et les programmes de taux d'intérêts subventionnés, jumelés à des mécanismes de soutien du secteur privé comme les contrats de rendement énergétique, les baux et le capital-risque, ont plus de valeur qu'un instrument fiscal.

## **10 FACTEUR DE CONCEPTION DE LA POLITIQUE**

Le choix des outils de politique fiscale et la conception définitive d'un ensemble de politiques supposent de nombreux points à considérer. Ainsi, ce qui pourrait sembler le plus efficient ou le plus efficace sur le plan économique pour atteindre les avantages environnementaux pourrait être peu réalisable sur le plan de la faisabilité administrative ou de l'acceptabilité politique. La section, ci-après, donne une analyse générale du lien entre les outils de politique fiscale et les critères courants de conception des politiques.

### **10.1 Efficacité dans l'atteinte des objectifs environnementaux**

Comme dans un système de PEPN on précise le niveau de réduction des émissions, ce type d'instrument de politique serait le plus efficace pour atteindre les objectifs environnementaux. Par contre, dans le cas d'une subvention, il est possible qu'on ne parvienne pas à une réduction suffisante si la subvention est trop faible ou mal dirigée. Dans les deux cas, les lacunes conceptuelles peuvent freiner l'atteinte des effets visés par la politique. Les instruments économiques généraux (systèmes de taxes et de permis) sont plus efficaces que les subventions, si l'on veut prévenir l'effet de rebond et encourager une réduction à long terme des émissions de carbone produites par le système énergétique.

### **10.2 Efficience économique**

En théorie, imposer un système uniforme de taxes sur le carbone ou de PEPN serait la façon la plus efficace d'atteindre l'objectif de décarbonisation car ces moyens incitent à amorcer d'abord, dans l'ensemble de l'économie, les réductions les moins coûteuses. Il est possible que les subventions soient accaparées par les entreprises dont les coûts de réduction des émissions sont les plus élevés (sauf si l'on accorde des permis négociables par soumissions concurrentielles), ce qui

pourrait exiger par unité d'effet des dépenses publiques importantes, en raison de la présence des resquilleurs. De plus, les subventions exigent la perception de recettes dans d'autres secteurs de l'économie, ce qui peut donner lieu à des pertes économiques.

### **10.3 Faisabilité administrative**

La conception d'une politique fiscale doit tenir compte du fardeau des entreprises, lorsqu'elles se conforment à une taxe ou à une réglementation axée sur le marché, ou si elles demandent des subventions et des crédits d'impôt. Le travail pourrait être particulièrement lourd pour les petites entreprises. De plus, pour faire une surveillance et une évaluation adéquates du programme, on doit avoir des données, et la collecte de ces dernières doit se concentrer sur les effets (c.-à-d. sur la réduction des émissions de carbone), plutôt que sur des procédés et extrants (p. ex. nombre de demandes ou de bénéficiaires de programmes etc.).

### **10.4 Acceptabilité politique**

Le recours à des outils de politique comme la taxe sur les GES pour parvenir à la décarbonisation a été freiné par des craintes en matière d'acceptabilité politique, même dans des pays où ce genre de taxe est appliqué. Le recours aux subventions permet d'éviter d'imposer des coûts aux établissements; au lieu de cela, elles augmentent les perspectives de compétitivité des technologies écoénergétiques. Toutefois, puisque le gouvernement doit se procurer des fonds provenant d'autres secteurs de l'économie, l'option « subventions » n'a pas échappé aux critiques. Les incitatifs fiscaux sont une forme moins visible de subventions de l'État.

Les groupes industriels ont, en général, favorisé des approches par incitatifs fiscaux volontaires dans la politique concernant le changement climatique, soutenant que les nouvelles mesures doivent être conformes à l'orientation économique et financière générale du pays.

### **10.5 Répercussions en matière de distribution et de compétitivité**

Dans le cas d'une taxe sur les GES ou d'un système de PEPN, chaque entreprise a le choix de participer. Il y aura des répercussions sur la compétitivité si la politique impose des niveaux différents de coûts aux entreprises concurrentes, car les politiques sont différentes selon les pays, la réglementation diffère entre entreprises sur le territoire national ou simplement du fait que les sociétés n'utilisent pas des énergies ayant les mêmes intensités de carbone, qu'elles ont des perspectives différentes de substitution ou qu'elles fonctionnent à des échelles différentes.

Atténuer, le plus possible, ces répercussions en matière de distribution et de compétitivité est un volet essentiel de la conception de la politique. Ainsi, une réglementation

sectorielle spécifique axée sur le marché pourrait réduire les hausses moyennes de prix parce que seulement un faible pourcentage du marché se consacre à des technologies plus récentes et plus coûteuses, et que les fabricants calculeront la moyenne de ces coûts par rapport à leur technologie classique moins coûteuse pour établir leur prix de revient.

### 10.6 Innovation technologique

Le niveau d'innovation dans les technologies environnementales sera inférieur à l'optimum social théorique en raison de l'existence de coûts externes, par exemple les dommages environnementaux. Cette réalité suggère de recourir à des taxes environnementales et des outils axés sur le marché, afin d'internaliser ces coûts externes et de stimuler l'innovation et le déploiement. Aux premiers stades du déploiement, d'autres politiques favorisent directement l'innovation par une réduction des coûts de R-D (p. ex. en subventionnant les dépenses de R-D ou en encourageant les co-entreprises), pourraient être les plus utiles; toutefois, en recourant aux subventions, on court le risque d'appuyer des efforts de R-D privés, qui auraient de toute façon été consentis, et d'appuyer des technologies non appropriées.

## 11 CONCLUSIONS

Les perspectives offertes par les mesures industrielles d'efficacité énergétique de contribuer à la décarbonisation du système énergétique sont complexes et dépendent de la mesure dans laquelle l'innovation permet de pousser plus loin le potentiel technique, de la mesure dans laquelle on adopte des habitudes et des technologies efficaces sur le plan énergétique, de la mesure dans laquelle cette adoption se traduit par une diminution globale de l'énergie utilisée, et l'intensité des émissions de carbone de l'énergie économisée. L'adoption de l'efficacité énergétique en tant que moyen de réduire les émissions de carbone des activités industrielles est compliquée, car l'efficacité énergétique n'est que l'une des nombreuses options auxquelles l'industrie peut recourir pour réduire les émissions de carbone.

Dans la formulation des recommandations de politique dans le cadre de cette étude de cas, il importait d'évaluer l'accent spécifique mis sur la promotion de l'efficacité énergétique industrielle dans le contexte d'une orientation plus large sur l'objectif de décarbonisation. Il est établi, d'après les simulations dans les scénarios de rechange du modèle, que l'amélioration de l'efficacité énergétique dans l'industrie est étroitement liée à un changement de combustibles et à d'autres moyens de réduire les émissions de carbone, ce qui laisse supposer que, pour aller vers un système énergétique décarbonisé, il faut tenir compte de l'efficacité énergétique dans le contexte d'autres mesures pertinentes. Se concentrer

uniquement sur l'efficacité énergétique dans l'industrie en tant que moyen de parvenir à la décarbonisation risque d'orienter les mesures incitatives dans une voie non rentable.

Notre évaluation des instruments particuliers indique qu'aucun outil de politique n'offre un rendement supérieur par rapport aux critères que sont l'efficacité environnementale, l'efficacité économique, la faisabilité administrative et l'acceptabilité politique. Elle suggère plutôt que les gouvernements peuvent, à l'aide de toute une gamme d'instruments de politique, jumeler les points forts, tout en compensant les faiblesses des instruments de politique pris individuellement. Cet ensemble de politiques devrait se concentrer sur des mesures qui sont actuellement politiquement acceptables, tout en favorisant néanmoins l'innovation technologique. Le recours à l'EF offre des perspectives considérables de créer des conditions susceptibles de faire émerger des solutions « gagnantes » qui attireront des investissements suffisants, se développeront et seront grandement acceptées.

Compte tenu de ces perspectives, nous recommandons d'insister sur les permis négociables (dans le cadre de la réglementation axée sur le marché) pour susciter des changements fondamentaux, et d'attribuer un rôle complémentaire aux subventions qui appuient les technologies écoénergétiques. Les subventions, et les incitatifs fiscaux notamment, offrent de bonnes perspectives en matière d'acceptabilité publique et pourraient être efficaces, moyennant une conception soignée et une compréhension des coûts relatifs dans des activités et secteurs différents de l'économie. Quoi qu'il en soit, dans la conception d'un programme, on doit mesurer avec réalisme les répercussions et les coûts (y compris les coûts des resquilleurs) des mesures incitatives. Les incitatifs fiscaux et les subventions directes devraient être conçus de façon à réduire le plus possible le rôle du gouvernement dans le choix des technologies efficaces sur le plan énergétique et doivent donc reposer sur le rendement; ils doivent aussi minimiser les coûts de transaction de la participation.

Dans le passé, le Canada a eu recours à des politiques pour promouvoir l'efficacité énergétique au moyen de programmes d'information et de sensibilisation, et par des subventions à la R-D. Les programmes volontaires ont non seulement établi les fondements des politiques d'EF en faisant connaître les possibilités de décarbonisation, mais ils offrent en outre les éléments complémentaires essentiels à une nouvelle initiative de politique fiscale qui serait élaborée. En outre, il est possible que l'EF soit liée au système classique de la réglementation directe. Même si une politique d'EF peut être un déterminant de gains technologiques,



l'existence de normes favorisant l'élimination progressive des équipements inefficaces peut permettre d'enraciner solidement le changement.

## 12 LEÇONS RETENUES

- Certes, l'efficacité énergétique peut être envisagée comme un moyen d'obtenir une réduction à long terme des émissions de carbone produites par le système énergétique en ciblant immédiatement ce dernier par une diffusion accrue des technologies déjà sur le marché. Toutefois, il convient également d'envisager la mesure dans laquelle les technologies écoénergétiques peuvent demeurer dans l'horizon à long terme par une innovation et une commercialisation permanentes.
- L'efficacité énergétique n'est pas nécessairement l'option la plus rentable pour réduire les émissions de carbone dans le secteur industriel. Il existe d'autres moyens, notamment le remplacement des combustibles, la réduction des émissions fugitives ou des émissions des procédés, ainsi que le captage et le stockage du CO<sub>2</sub>. Dans les résultats de la modélisation, nous avons constaté qu'une part importante de la réduction des émissions découlait d'une hausse de l'efficacité énergétique, mais il y avait également d'autres moyens qui permettent une réduction considérable. En se concentrant uniquement sur l'efficacité énergétique, on risque d'orienter les efforts de décarbonisation dans l'industrie vers une option qui n'est pas la plus rentable.
- La promotion d'une plus grande efficacité énergétique n'est pas un objectif de politique nouveau; de nombreux pays y travaillent assidûment depuis trente ans. En prenant connaissance des succès et des échecs de ces efforts, nous pouvons bénéficier d'une expérience considérable. Par exemple, la recherche révèle l'existence d'un « écart d'efficacité énergétique » entre les niveaux d'investissement dans l'efficacité énergétique qui paraissent rentables et les niveaux plus faibles d'investissement consentis réellement. Cet écart est l'un des grands thèmes de cette étude de cas, dans laquelle nous essayons d'évaluer des scénarios de rechange en matière d'émissions de carbone et de mesurer les coûts économiques connexes et le potentiel d'une politique d'EF pour exercer une influence sur l'adoption de technologies efficaces sur le plan énergétique. C'est un domaine d'analyse nouveau, qui vient à peine d'être intégré dans la modélisation des simulations technologiques.

- Les gains techniques en matière d'efficacité énergétique ne se traduisent pas directement par une baisse des émissions de carbone. La question de savoir si les mesures d'efficacité énergétique dans l'industrie peuvent contribuer à la réduction à long terme des émissions de carbone du système énergétique est complexe et repose sur les quatre facteurs suivants :

- 1 *La mesure dans laquelle le potentiel technique peut être poussé plus avant.* Notre système énergétique est loin d'avoir atteint son potentiel technique maximal aux fins du second principe de l'efficacité, mais comment mettrons-nous au point des technologies et des systèmes nouveaux, et à quel moment?
- 2 *La mesure dans laquelle ce potentiel est adopté.* Il existe des technologies éconergiques éprouvées qui semblent rentables, mais elles ne se sont pas implantées sur le marché. Dans quelle mesure adoptera-t-on des technologies, des systèmes et des pratiques éconergiques?
- 3 *La mesure dans laquelle cette adoption se traduira par une baisse globale de l'utilisation de l'énergie.* La baisse du coût des services énergétiques découlant d'investissements dans l'efficacité énergétique provoque un effet de rebond, soit une augmentation de la demande de services énergétiques et ainsi, elle crée une plus grande consommation d'énergie.
- 4 *L'intensité carbonique de l'énergie économisée.* La diminution des émissions de carbone dépend de l'intensité carbonique de l'énergie; à titre d'exemple, les conséquences d'une meilleure utilisation finale écoénergétique de l'électricité seront très différentes, selon que l'électricité proviendra d'une centrale hydroélectrique ou d'une centrale thermique.

- Le travail de modélisation, dans cette étude de cas, visait à analyser les rapports complexes indiqués dans le paragraphe précédent. Les modèles sont inévitablement erronés car il est impossible d'intégrer aux modèles la totalité de l'information et des rapports qui peuvent avoir de l'importance ou d'effectuer des projections précises de tous les facteurs<sup>3</sup>. Pourtant, les résultats de la modélisation peuvent laisser entrevoir les possibilités des technologies actuelles et naissantes de maîtriser l'efficacité énergétique; ils font ressortir le rôle de l'efficacité énergétique dans l'industrie, parmi les autres options de

<sup>3</sup> La projection de l'utilisation de l'énergie dans le secteur industriel est particulièrement complexe, en raison du grand nombre d'utilisations finales et des interactions entre les procédés producteurs et utilisateurs d'énergie.

- décarbonisation, ainsi que les possibilités relatives de décarbonisation entre sous-secteurs de l'industrie.
- La modélisation des possibilités, à long terme, qu'offrent les politiques d'accentuer l'adoption de l'éconergie, laisse entrevoir la nécessité d'une analyse dynamique capable de prendre en compte l'influence de ces politiques sur l'innovation technologique et, éventuellement, sur les préférences des consommateurs et des sociétés. Ce genre d'analyse débordait des capacités de cette étude de cas, mais il s'agit manifestement d'une nouvelle orientation pour la recherche.
  - Les résultats des scénarios de rechange font ressortir l'ampleur du prix du carbone qui a été modélisé; ainsi, un prix de 250 \$ pour le carbone aurait révélé un potentiel de réduction différent. Alors que des prix du carbone plus élevés offrent de meilleures perspectives de réduction à long terme des émissions de carbone, ils tendent à révéler un rendement à la baisse (réductions supplémentaires plus faibles des émissions pour chaque dollar supplémentaire par tonne de carbone).
  - À long terme, les possibilités que l'efficacité énergétique contribue à un système énergétique décarbonisé sont également limitées par le coût de la production d'une énergie non polluante. Le prix de l'énergie constitue la limite supérieure du potentiel de l'efficacité énergétique en matière de contribution à la réduction des émissions de carbone.

## B. SOMMAIRE : ÉTUDE DE CAS SUR LES TECHNOLOGIES DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE BRANCHÉES AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE

*Par Marbek Resource Consultants en collaboration avec Resources for the Future*

### 1 INTRODUCTION

Cette étude de cas analyse la contribution de la politique fiscale à la promotion du développement, à long terme, du secteur canadien de l'énergie renouvelable. L'EF est considérée comme un tremplin servant à promouvoir et, le cas échéant, à accélérer le recours aux technologies de l'énergie renouvelable (TER) dans le but de réduire, à long terme, les émissions de carbone provenant des systèmes énergétiques. Cette étude de cas examine en profondeur la faculté ou le « pouvoir de traction » de cinq instruments fiscaux propres à favoriser l'implantation des TER reliées au réseau électrique ou leur expansion au Canada.

### 2 LE CONTEXTE DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE

La présente étude de cas est centrée sur les technologies de l'énergie renouvelables. Toutefois, l'expression « technologies de l'énergie renouvelable » est employée de manière courante pour signifier, indifféremment, des notions comme « énergie propre », « énergie verte », « énergie de remplacement » et « énergie renouvelable ayant peu d'impact sur l'environnement ». Même si ces expressions visent des technologies qui se ressemblent considérablement, elles recouvrent des réalités distinctes. En pratique, ces différences de définitions prennent de l'importance en matière de politique de TER et d'admissibilité de certaines technologies.

À la suite de discussions sur le genre de TER devant faire l'objet de cette étude de cas, il a été convenu que la définition EcoLogo du programme Choix environnemental (PCE) est celle qui coïncidait le mieux avec les objectifs d'ensemble de cette étude et ce, pour deux raisons :

- l'objectif poursuivi par le programme d'EF de la TRNEE est, précisément, que la « réduction à long terme des émissions de carbone » ne doit pas mener à une augmentation d'autres polluants;
- cette initiative vise aussi implicitement à promouvoir l'innovation.

En outre, afin d'arriver à des résultats ciblés, la TRNEE a aussi demandé à ce que l'étude de cas ne porte que sur les TER qui servent à générer de l'électricité (par opposition aux technologies thermiques comme le chauffe-eau solaire). Dans le même ordre d'idées, la TRNEE a aussi demandé à l'équipe d'étude de n'étudier que les TER qui sont, ou seront, reliées au réseau électrique national (par opposition aux réseaux autonomes).

Par conséquent, cette étude de cas porte sur les technologies suivantes :

- aérogénérateurs (sur terre et au large);
- hydroélectricité à faible impact;
- systèmes photovoltaïques (PV) reliés au réseau électrique;
- gaz d'enfouissement (pour la production d'électricité);
- biomasse (pour la production d'électricité);
- énergie des océans, notamment les technologies de conversion de l'énergie des vagues et de l'énergie marémotrice;
- énergie géothermique.

Dans le cadre de cette étude de cas, l'expression « TER reliées au réseau électrique » renvoie aux technologies de l'énergie renouvelable reliées au réseau électrique principal.

### 3 LES TER RELIÉES AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE AU CANADA

L'étude porte sur trois questions clés concernant les TER reliées au réseau électrique :

- *Situation actuelle.* Quelle est la situation actuelle de chaque technologie en termes de capacité installée de production d'électricité pour le réseau électrique canadien, de maturité au niveau technique et de coûts?
- *Potentiel au Canada.* Quelle est la limite supérieure de la capacité de production, à long terme, de chaque technologie, et quelle part de cette limite supérieure pourra-t-on atteindre d'ici à 2010 et à 2020?
- *Coûts futurs des TER reliées au réseau électrique et enseignements.* Quel sont les coûts actuels et projetés des technologies ciblées et quels sont les enseignements pouvant être dégagés qui ont une influence sur les coûts?

**Tableau 1 : Capacité de production installée et production d'électricité annuelle au Canada (en 2003)**

Source	Capacité installée		Production	
	MW	Part	GWh	Part
Hydro	68 100	58 %	346 000	59 %
Nucléaire	12 600	11 %	81 700	14 %
Charbon	16 600	14 %	109 400	19 %
Pétrole	7 500	6 %	14 200	2 %
Gaz naturel	11 000	9 %	29 100	5 %
Éolienne et biomasse	2 200	2 %	9 100	2 %
Total	118 000	100 %	589 500	100 %

Remarque. — Les chiffres peuvent ne pas être absolument précis parce qu'ils ont été arrondis.

Source : Office national de l'énergie, [http://www.neb.gc.ca/energy/SupplyDemand/2003/index\\_f.htm](http://www.neb.gc.ca/energy/SupplyDemand/2003/index_f.htm).

**Tableau 2 : Capacité de production installée des TER reliées au réseau électrique et susceptibles d'être certifiées en vertu du PCE au Canada (en 2003)**

TER reliées au réseau électrique (susceptibles d'être certifiées en vertu d'EcoLogo)	Capacité installée actuelle			
	Facteur de capacité	Capacité (MW)	Production (GWh/an)	Part de la production totale à partir des TER
Éolienne (sur terre)	35 %	316	970	8 %
Hydro*	60 %	1 800	9 460	78 %
Solaire PV	14 %	0,092	0,1	0 %
Gaz d'enfouissement	90 %	85	670	6 %
Biomasse	80 %	128	900	7 %
Én. des vagues	35 %	0	0	0 %
Én. marémotrice	35 %	0	0	0 %
Én. géothermique (grandes centrales)	95 %	0	0	0 %
Total		2 300	12 100	100 %

Remarque. — 1. Les capacités installées visent l'électricité fournie au réseau électrique et les technologies connexes susceptibles d'être certifiées en vertu d'EcoLogo.

2. Les chiffres peuvent ne pas être absolument précis parce qu'ils ont été arrondis.

\*Comprend les nombreuses petites centrales hydroélectriques qui peuvent ne pas être certifiables en vertu d'EcoLogo.

### 3.1 Situation actuelle

Le tableau 1 indique la capacité de production installée actuelle (2003) au Canada ainsi que la part totale de l'électricité fournie par chaque source d'énergie. Tel qu'illustré, si l'on inclut les grandes centrales hydroélectriques et toutes les installations d'énergie de biomasse, la capacité de production d'électricité installée à partir de sources d'énergie renouvelables au Canada s'élève à plus de 70 000 mégawatts (MW), soit environ 60 % de la capacité totale; pratiquement la totalité de cette capacité de production est représentée par les grandes centrales hydroélectriques.

En appliquant les critères plus sévères du faible impact sur l'environnement définis par le programme Choix environnemental (PCE), on exclut les grandes centrales hydroélectriques et certaines installations d'énergie de biomasse. (Un résumé des critères du PCE est fourni à la fin de cette annexe). Le tableau 2 indique la répartition estimée de la capacité de production installée actuelle (en 2003) des TER reliées au réseau électrique qui sont susceptibles d'obtenir une certification EcoLogo. En 2003, on estime que ces TER ont généré 12 100 gigawattheures (GWh) d'électricité, ce qui représente environ 2 % de toute l'électricité produite au Canada.

**Tableau 3 : Potentiel technique des TER reliées au réseau électrique au Canada**

TER reliées au réseau électrique (susceptibles d'être certifiées en vertu d'EcoLogo)	Facteur de capacité	Potential technique (total, non cumulatif)			
		Capacité (MW)		Production (GWh/an)	
		Bas	Haut	Bas	Haut
Éolienne (sur terre*)	35 %	28 000	100 000	85 800	306 600
Hydro à faible impact	60 %	11 000	14 000	57 800	73 600
Solaire PV	14 %	9 800	100 000	12 000	122 600
Gaz d'enfouissement	90 %	350	700	2 700	5 500
Biomasse	80 %	6 800	79 300	47 700	555 600
Én. des vagues	35 %	10 100	16 100	31 000	49 400
Én. marémotrice	35 %	2 500	23 500	7 700	72 100
Én. géothermique (grandes centrales)	95 %	Néant	3 000	Néant	25 000

\*L'énergie éolienne au large des côtes n'a pas été incluse en raison du manque de données indépendantes.

**Tableau 4 : Estimation du potentiel pratique des TER reliées au réseau électrique au Canada**

TER reliées au réseau électrique (susceptibles d'être certifiées en vertu d'Ecologo)	Facteur de capacité	Potential pratique (total, non cumulatif)									
		Croissance annuelle du déploiement pour remplir le potentiel pratique*		Capacité (MW)				Production (GWh/yr)			
				2010		2020		2010		2020	
				Min.	Max.	Bas	Haut	Bas	Haut	Bas	Haut
Éolienne (sur terre*)	35 %	25 %	64 %	5 000	10 000	15 000	40 000	15 300	30 700	46 000	122 600
Hydro à faible impact	60 %	18 %	27 %	5 600	9 000	9 800	néant	29 400	47 300	51 500	néant
Solaire PV	14 %	152 %	347 %	60	265	225	3,295	100	300	300	4 000
Gaz d'enfouissement	90 %	10 %	17 %	170	néant	250	néant	1 300	néant	2 000	néant
Biomasse	80 %	42 %	73 %	1 500	2,000	néant	6 000	10 500	14 000	néant	42 000
Én. des vagues	35 %	0 %	infini	0	20	4	néant	0	60	12	néant
Én. marémotrice	35 %	infini	infini	4	300	50	2 000	12	900	200	6 100
Énergie géothermique (grandes centrales)	95%	infini	infini	100	600	1 500	néant	800	5 000	12 500	néant

\* Hypothèse de croissance logarithmique fondée sur le potentiel pratique en 2010 et en 2020. Les taux de croissance ne sont pas des prévisions d'un scénario de base de l'offre d'énergie renouvelable, mais plutôt de la croissance annuelle requise pour atteindre le potentiel pratique. Se reporter au texte complet de l'étude de cas pour obtenir de plus amples renseignements sur les données présentées (accessible à <[www.nrtee-trnee.ca](http://www.nrtee-trnee.ca)>).

### 3.2 Potentiel futur au Canada

Le potentiel technique correspond à la limite supérieure de la capacité installée à long terme pour une technologie donnée. Par exemple, lorsqu'on dit que l'énergie éolienne possède un potentiel technique

de 100 000 MW, on renvoie à la capacité totale maximale de production susceptible d'être offerte par les aérogénérateurs s'ils étaient installés dans chaque endroit du pays où il est techniquement envisageable de le faire.

**Tableau 5 : Réductions et prévisions des coûts des TER reliées au réseau électrique ciblées selon l'AIE**

TER reliées au réseau électrique (susceptibles d'être certifiées en vertu d'Ecologo)	Facteur de capacité	Réduction de coûts				Estimations de coûts					
		Réduction de coûts tous les 10 ans*		Réduction de coûts annuelle*		Estimations des coûts moyens actualisés (2 000 cents/kWh)					
		Min.	Max.	Min.	Max.	2003		2010		2020	
						Bas	Haut	Bas	Haut	Bas	Haut
Éolienne (sur terre*)	35 %	25 %	25 %	3 %	3 %	3,8	15,1	3,0	11,3	1,9	8,5
Hydro à faible impact	60 %	0 %	13 %	0 %	1 %	2,5	18,8	2,5	16,3	2,3	15,2
Solaire PV	14 %	30 %	50 %	4 %	7 %	22,6	100,3	12,5	50,2	7,5	30,1
Gaz d'enfouissement	90 %	0 %	20 %	0 %	2 %	2,5	18,8	2,5	15,1	2,3	13,5
Biomasse	80 %	0 %	20 %	0 %	2 %	2,5	18,8	2,5	15,1	2,3	13,5
Én. des vagues	35 %	néant	néant	néant	néant	4,4	7,6	néant	néant	néant	néant
Én. marémotrice	35 %	néant	néant	néant	néant	4,7	9,6	néant	néant	néant	néant
Énergie géothermique (grandes centrales)	95 %	10 %	25 %	1 %	3 %	2,5	15,1	2,5	12,5	2,1	10,3

Remarque. — Les prévisions de coûts valent pour tous les pays membres de l'Organisation de coopération et de développement économiques; la large fourchette de valeurs indiquées, ci-dessus, rend compte, à la fois, de la diversité des situations et du haut niveau d'incertitude.

\* Hypothèse fondée sur des réductions de coûts logarithmiques.

Source : chiffres fournis par l'IEA cités par Martin Tampier dans « Background Document for the Green Power Workshop Series, Workshop 4 », préparé par Pollution Probe et le Summerhill Group, Février 2004, pp. 30–32.

Le tableau 3 présente une évaluation du potentiel technique de chaque technologie. Dans chaque cas, on indique une fourchette, ce qui suggère un niveau d'incertitude relativement élevé.

Le potentiel pratique est nécessairement un sous-ensemble du potentiel technique. Il vise à reconnaître les facteurs de restriction de la compréhension du potentiel technique à un moment donné, comme l'accès au réseau électrique et la capacité de ce dernier; le zonage et la délivrance de permis; les progrès technologiques; le financement; la demande du marché et l'intérêt suscité par ces technologies; ainsi que la capacité en termes de conception, de fabrication et d'installation<sup>1</sup>.

Le tableau 4 présente une évaluation du potentiel pratique. Les prévisions reposent sur la prise en compte

générale d'un certain nombre de facteurs, ainsi que sur les résultats de consultations menées auprès de l'industrie et du gouvernement. Là encore, le tableau 4 présente des fourchettes d'estimations afin de refléter le haut niveau d'incertitude.

### 3.3 Coûts des TER et enseignements

Le tableau 5 présente un résumé des coûts moyens actualisés prévus pour chaque TER reliée au réseau électrique ciblée. Afin d'assurer une cohérence entre les technologies, toutes les données relatives aux coûts sont tirées d'évaluations récentes fournies par l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Pour rendre compte des incertitudes de coûts, les données sont exprimées en fourchettes de résultats. Le tableau 5 fournit aussi un résumé des prévisions des réductions de coûts pour chaque technologie au cours de la période sous étude,

<sup>1</sup> Il est généralement reconnu que les questions relatives à l'accès au réseau, à la capacité de ce dernier et aux coûts liés à son expansion seront particulièrement déterminantes pour établir le potentiel pratique des TER reliées au réseau électrique. Comme ces questions viennent tout juste de commencer à être abordées dans certaines régions, elles sont loin d'être résolues pour le moment. Un examen plus approfondi de ces enjeux dépasse largement le cadre de la présente étude.

**Tableau 6 : Projection de la part des TER reliées au réseau électrique et de la production d'électricité d'origine fossile au Canada (en 2010)**

Technologies de production d'électricité	Production d'électricité projetée en 2010 (GWh)	Part de la production totale
TER reliées au réseau électrique (inclus dans cette étude)	31 000*	5 %
Combustibles fossiles (charbon, gaz, pétrole, inclus dans cette étude)	198 000**	32 %
Autres (nucléaire et énergies renouvelables, exclus de cette étude)	394 000	63 %
<b>Total</b>	<b>623 000**</b>	<b>100 %</b>

\*2003. Office national de l'énergie, L'avenir énergétique du Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025 (Scénario Techno-vert), <[www.neb-one.gc.ca/energy/SupplyDemand/2003/index\\_e.htm](http://www.neb-one.gc.ca/energy/SupplyDemand/2003/index_e.htm)>.

\*\*1999. Ressources naturelles Canada, Perspectives des émissions du Canada : une mise à jour, <[www.nrcan.gc.ca/es/ceo/update.htm](http://www.nrcan.gc.ca/es/ceo/update.htm)>.

qui ont été réalisées par l'AIE. Les niveaux prévus de réduction de coûts sont fondés sur la théorie de l'apprentissage. Cette dernière, bien appuyée par des données empiriques, établit le rapport entre l'augmentation de la capacité installée et le rythme de la diminution des coûts.

Le potentiel pratique et les coûts moyens actualisés sont utilisés aux fins de modélisation des instruments fiscaux. Les résultats de la modélisation sont commentés à la section 4 du présent sommaire.

Le tableau 6 présente la part de la production totale d'électricité au Canada en 2010 examinée dans cette étude de cas. Comme on peut le voir, on ne s'intéresse dans l'étude de cas qu'à une production d'électricité de 37 % au Canada en 2010.

#### **4 ANALYSE ÉCONOMIQUE ET DE LA POLITIQUE — APPLICATION AU CANADA**

Cette section présente les résultats de la modélisation pour chacun des instruments fiscaux. L'analyse est articulée autour des sujets suivants et présentée comme suit :

- Vue d'ensemble des instruments fiscaux évalués
- Vue d'ensemble du modèle d'évaluation des instruments de Resources for the Future (RFF)
- Résumé des résultats (y compris un guide pour faciliter la compréhension des résultats)
- Discussion détaillée du scénario de référence et de chaque instrument fiscal
- Analyse de sensibilité des résultats.

##### **4.1 Instruments fiscaux évalués**

En collaboration avec la TRNEE, un scénario de référence et cinq instruments fiscaux ont été sélectionnés aux fins de modélisation. Les cinq instruments sont les suivants :

- 1 *Un système de prix des émissions* qui est analogue à un système d'échange de droits d'émission ou à une taxe sur le carbone. Selon ce scénario, un prix fictif de 10 \$ la tonne est appliqué aux équivalents en CO<sub>2</sub>; il correspond au coût d'un permis d'émission ou au taux d'imposition sur le carbone. Le prix des émissions est appliqué uniformément à l'ensemble de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles (ci-après « production d'électricité d'origine fossile ») au Canada en 2010.
- 2 *Une norme de pourcentage d'énergie renouvelable dans les portefeuilles (NPERP)*, qui oblige les producteurs d'électricité à acheter des certificats verts ou leur équivalent, afin de faire augmenter la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables (« production d'électricité renouvelable ») par rapport à la production d'électricité d'origine fossile. Le modèle compare la production d'électricité renouvelable qui peut être attribuée à une NPERP, par rapport à la production d'électricité d'origine fossile (et non par rapport à toutes les méthodes de production d'électricité). Aucune pression n'est exercée sur les technologies ou la répartition régionale de la totalité des NPERP. Les prix courants de l'électricité sont plutôt utilisés comme un facteur déterminant du genre de technologie de production d'électricité.
- 3 *Une subvention à la production d'électricité renouvelable*, qui est modélisée comme une subvention gouvernementale directe aux producteurs utilisant des TER reliées au réseau électrique, sur une base de kilowattheure (kWh). En pratique, cette subvention pourrait comprendre un instrument fiscal susceptible de faire baisser les coûts de production des producteurs, à l'instar d'une subvention directe à la production ou d'une déduction pour amortissement.

**4** Une combinaison NPERP et subvention à la production, modélisées en tandem. Nous avons fait prédominer la politique de la NPERP. En effet, une NPERP devient inutile si la subvention favorise un surcroît de production d'électricité renouvelable non nécessaire. Une caractéristique notable de cette combinaison est que le prix du certificat vert est compensé en partie par la subvention, ce qui contraste avec la situation où les instruments sont mis en œuvre séparément. Ce résultat entraînera par conséquent une certaine redistribution des coûts.

**5** Une subvention à la recherche et développement (R-D), soit un programme destiné à réduire les coûts futurs inhérents à la production d'électricité renouvelable. On peut s'attendre à ce que l'instrument ait une incidence plus grande au cours des périodes à venir. Le modèle indique le niveau d'augmentation annuelle de la R-D en matière d'énergie renouvelable qui est nécessaire pour atteindre l'objectif visé de réduction des émissions.

Dans le modèle, les niveaux des instruments, comme la cible à fixer pour l'établissement d'une NPERP (c.-à-d. 10 % de la production d'énergie à partir de sources d'énergie renouvelables) ou le montant de la subvention (c.-à-d. 0,01 \$ par kWh), sont résolus de manière endogène. Chaque instrument doit atteindre une cible de réduction d'émissions commune (ou l'objectif fixé par la politique), le modèle indiquant ensuite le niveau de politique apte à atteindre la cible de réduction du carbone.

#### 4.2 Vue d'ensemble du modèle d'adoption de l'énergie renouvelable de RFF

Dans cette étude de cas, c'est le modèle d'analyse unifié fourni par Resources for the Future (RFF) qui a été utilisé aux fins d'évaluation de l'impact des instruments fiscaux sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre, ainsi que la mise au point et la diffusion des TER. Ce modèle a été élaboré et testé pour l'Environmental Protection Agency afin d'évaluer les instruments fiscaux à privilégier pour la promotion des TER. Le modèle d'analyse couvre deux secteurs : un secteur qui émet du CO<sub>2</sub> et l'autre qui n'en émet pas. On présume qu'ils sont tous deux parfaitement concurrentiels et qu'ils fournissent un produit identique : l'électricité. La production d'électricité d'origine fossile est la technologie marginale, qui fixe le prix de l'électricité pour l'ensemble du marché. Par conséquent, dans la mesure où l'énergie renouvelable est concurrentielle, elle supprime les combustibles fossiles en matière de production d'électricité dans les périodes de politiques futures.

Le modèle comporte deux phases : une phase à court terme qui s'étend de 2010 à 2015 et une phase à plus long terme, qui va de 2015 à 2030. La production et la consommation d'électricité ainsi que les émissions ont lieu pendant les deux phases, alors que l'investissement dans le savoir est réalisé au cours de la première phase. Sous l'effet des changements technologiques et de l'innovation, les coûts de production de l'électricité renouvelable fléchissent au cours de la seconde phase.

Le secteur de l'industrie de production d'électricité émettant du carbone dépend des combustibles fossiles. La production d'électricité d'origine fossile étant une technologie bien maîtrisée, les gains de productivité réalisés grâce à la R-D nouvelle sont censés être négligeables<sup>2</sup>. Les coûts de production marginaux de ce secteur sont présumés demeurer constants relativement à la puissance fournie, et augmenter avec la réduction de l'intensité des émissions. L'entreprise représentative choisit le niveau d'intensité de ses émissions, de manière à ce que les coûts additionnels engagés pour réduire celles-ci soient égaux au prix des émissions. Le total des coûts marginaux de production d'électricité comprend ainsi non seulement les coûts de production marginaux, qui sont fonction du niveau d'intensité choisi, mais aussi des taxes réelles, comme le prix des émissions ou du carbone intégrées à une unité additionnelle de puissance fournie, ou le prix des certificats verts dans le contexte d'une NPERP. Tant qu'il existe une production d'électricité d'origine fossile, le prix du marché concurrentiel doit être égal à la somme de ces coûts marginaux.

Un autre secteur de l'industrie produit de l'électricité sans générer d'émissions grâce au recours aux sources d'énergie renouvelables. À la différence de la courbe de l'approvisionnement en électricité d'origine fossile, qui est ouverte et suit le coût marginal à long terme de l'électricité, la courbe de l'approvisionnement en énergie renouvelable tend à progresser vers le haut, rendant compte des coûts de production marginaux qui augmentent avec la puissance fournie. Comme toute nouvelle technologie, les TER sont de moins en moins chères avec le temps, au fur et à mesure que le stock de savoir s'accroît. Il existe deux manières d'augmenter le stock de savoir : en investissant dans la R-D et par l'apprentissage par la pratique, qui est une fonction de la puissance totale fournie au cours de la première phase du modèle. Le producteur d'énergie renouvelable représentatif choisit un niveau de puissance à fournir pour chaque phase et réalise des investissements en R-D afin de maximiser les profits. Au cours de la première phase, il produit de l'énergie jusqu'à ce que le coût de

<sup>2</sup> Bien qu'il ne soit pas strictement vrai que les technologies des combustibles fossiles ne subiront aucun progrès technologique, l'intégration au modèle d'un taux de progression positif, mais plus lent, compliquerait l'analyse sans toutefois fournir de nouvelles données d'intérêt.



production marginal soit équivalent à la valeur qu'il reçoit de la puissance fournie additionnelle, y compris le prix du marché concurrentiel, les subventions à la production, et la contribution d'une telle puissance fournie à la future réduction de coûts grâce à l'apprentissage par la pratique. L'entreprise investit aussi dans la recherche jusqu'à ce que les déductions qu'il peut réaliser grâce à la R-D soient égales aux coûts d'investissement marginaux.

Dans cette étude de cas, les instruments fiscaux ayant tous la même cible de réduction des émissions, nous avons considéré que les incidences sur l'environnement étaient les mêmes pour les différents scénarios de politique. Alors que nous calculons les coûts liés à l'atteinte des cibles de réduction des émissions visées dans l'étude de cas, les bénéfices des instruments fiscaux ne sont pas estimés. Puisqu'ils visent à faire remplacer les combustibles fossiles, les instruments fiscaux sont censés avoir des répercussions positives sur l'environnement et l'économie, notamment :

- en améliorant la qualité de l'air ambiant et en réduisant les émissions de carbone dans l'atmosphère;
- en prévenant les dommages à la qualité de l'air ambiant des écosystèmes fragiles et aux récepteurs de santé, sans oublier la valeur économique correspondante des dommages qui ont ainsi pu être évités;
- en bénéficiant des avantages tirés de l'atténuation du changement climatique, comme les dommages évités aux écosystèmes, à la santé et à l'économie causés par des phénomènes météorologiques extrêmes, les variations de température et l'élévation du niveau de la mer, sans oublier la valeur économique associée aux dommages ainsi évités.

En dépit de leur importance dans l'évaluation de la désirabilité des instruments fiscaux sur le plan social, les bénéfices sont en quelque sorte gelés dans l'étude de cas en raison de la fixation d'une cible commune de réduction des émissions qui doit être atteinte par tous les instruments.

### 4.3 Résumés des résultats

Lorsqu'on examine le résumé des résultats, il faut comprendre qu'ils sont une fonction de la manière dont chaque instrument influence le marché de l'énergie. Dans le modèle, les résultats diffèrent en fonction des modifications apportées aux trois catalyseurs de décarbonisation : pénétration de l'énergie renouvelable, intensité carbonique des émissions de la production d'électricité d'origine fossile et demande totale d'électricité.

Les résultats qui figurent au tableau 7 s'expliquent par la propension d'un instrument à toucher un ou tous les catalyseurs de décarbonisation sur le marché de l'électricité. En général, un instrument sera d'autant

plus efficace sur le plan économique qu'il influencera les trois catalyseurs. Les indicateurs du scénario de référence sont fournis aux fins de comparaison avec les scénarios de politique. Dans le scénario de maintien du *statu quo* ou scénario de référence, notre modèle prévoit que la production d'électricité renouvelable augmentera de 13 %, à 17 % de la production prévue dans la deuxième phase, ce qui correspond à une réduction des émissions de 5 %. Les scénarios de politiques ultérieures cibleront une réduction d'ensemble de 12 % des émissions conjuguées au cours des deux phases du scénario de maintien du *statu quo*.

Chaque élément numéroté qui figure dans la première colonne du tableau 7 est défini comme suit :

- 1 **Niveau de politique fixé à 12 % de réduction des émissions** : Cette ligne fournit une évaluation de l'ampleur de l'instrument fiscal qui est nécessaire pour atteindre la cible de réduction des émissions :
  - Pour le prix des émissions, une taxe de 10 \$ la tonne de CO<sub>2</sub> permettrait d'obtenir une réduction de 12 % des émissions totales de carbone prévues par le scénario de référence.
  - Pour la NPERP, une norme de portefeuille de 24 % permettrait d'obtenir une réduction de carbone de 12 %. Cette norme de 24 % représente la part définitive de la production d'électricité renouvelable dans la production couverte par cette étude de cas — qui comprend à la fois la production d'électricité renouvelable et la production d'origine fossile, mais exclut l'électricité produite par les grandes centrales hydroélectriques et le nucléaire.
  - Pour la subvention à la production d'électricité renouvelable, une valeur d'environ 0,006 \$ par kWh permet de remplir l'objectif stratégique de réduction du carbone de 12 %.
  - Combinée à une subvention de 0,002 \$, la NPERP doit être fixée à un taux légèrement plus élevé de 24,2 %.
  - En ce qui concerne la subvention à la R-D, un programme qui augmente les dépenses en R-D de 61 % par année au-dessus des niveaux prévus par le scénario de référence permettrait d'atteindre la cible.
- 2 **Prix de l'électricité (\$/kWh)** : Cette ligne indique l'impact de la mesure fiscale sur le prix annuel de l'électricité au cours des première et seconde phases (2015 et 2030, respectivement).

**Tableau 7 : Résumé des résultats de la modélisation des instruments fiscaux (en dollars de 2000)**

	Scénario de référence	Prix des émissions	NPERP	Subvention à la production d'électricité renouvelable	Combinaison NPERP et subvention à la production d'électricité renouvelable	Subvention à la R-D sur l'électricité renouvelable
<b>1. Niveau de politique correspondant à une réduction des émissions de 12 %</b>		10 \$ la tonne de CO <sub>2</sub> dans l'étude de cas*	24 % de la production indiquée	0,006 \$	RPS=24,21 % RGS=0,002 \$	61 %
<b>2. Prix de l'électricité (en \$/kWh)</b>						
1 <sup>re</sup> phase	0,092 \$	0,097 \$	0,095 \$	0,092 \$	0,095 \$	0,092 \$
2 <sup>e</sup> phase	0,092 \$	0,097 \$	0,093 \$	0,092 \$	0,092 \$	0,092 \$
<b>3. Émissions de carbone (en Mt)</b>						
1 <sup>re</sup> phase	106	98,10	91,00	98,97	91,08	104,00
2 <sup>e</sup> phase	101	84,40	91,90	83,50	91,95	77,40
<b>4. Production d'électricité renouvelable (en MWh 10<sup>11</sup>)</b>						
1 <sup>re</sup> phase	0,29	0,40	0,54	0,42	0,55	0,31
2 <sup>e</sup> phase	0,38	0,66	0,55	0,72	0,55	0,83
<b>5. Production d'électricité d'origine fossile (en MWh 10<sup>11</sup>)</b>						
1 <sup>re</sup> phase	2,00	1,85	1,71	1,87	1,72	1,98
2 <sup>e</sup> phase	1,91	1,59	1,73	1,57	1,73	1,46
<b>6. Production totale d'électricité (en MWh 10<sup>11</sup>)</b>						
1 <sup>re</sup> phase	2,29	2,25	2,26	2,29	2,27	2,29
2 <sup>e</sup> phase	2,29	2,25	2,28	2,29	2,29	2,29
<b>7. R-D en matière d'énergie renouvelable (en M \$)</b>	129 \$	450 \$	320 \$	533 \$	325	1 576 \$
<b>8. Réductions supplémentaires des coûts liés à l'énergie renouvelable</b>	0 %	15 %	13 %	16 %	13 %	26 %
<b>9. Surplus des consommateurs (en M \$)</b>	0 \$	(11 690 \$)	(4 521 \$)	0 \$	(3 533 \$)	0 \$
<b>10. Surplus des producteurs (en M \$)</b>	0 \$	2 215 \$	3 480 \$	2 846 \$	3 547 \$	1 590 \$
<b>11. Transferts (en M \$)</b>	0 \$	8 896 \$	0 \$	(3 557 \$)	(1 072 \$)	(3 890 \$)
<b>12. Bien-être – aucun bénéfice évalué (en M \$) [9+10+11=12]</b>	0 \$	(579 \$)	(1 041 \$)	(711 \$)	(1 058 \$)	(2 300 \$)
<b>13. Bien-être par comparaison avec le prix des émissions</b>	—	1,00	1,80	1,23	1,83	3,97

Les chiffres peuvent ne pas être absolument précis parce qu'ils ont été arrondis.

\* Ce qui correspond à 9 % de la production canadienne annuelle.

Source : Marbek Resource Consultants et Resources for the Future.

**3** *Émissions de carbone (en Mt)* : Les émissions de carbone sont présentées comme des estimations annuelles en mégatonnes de CO<sub>2</sub> pour les dernières années des première et seconde phases (Mt). Les réductions de carbone subissent les influences des trois catalyseurs de la manière suivante :

- La pénétration de l'électricité renouvelable a pour effet de supplanter la production d'électricité d'origine fossile lorsqu'un instrument réduit les coûts de production de l'électricité renouvelable par rapport aux coûts de production d'électricité d'origine fossile.
- L'intensité des émissions de carbone provenant de la production d'électricité d'origine fossile est réduite lorsqu'un prix est attribué au carbone dans le secteur des combustibles fossiles (p. ex. réduction attribuable à l'utilisation de gaz naturel au lieu de charbon pour produire l'électricité).
- Une augmentation du prix de l'électricité réduit la demande totale d'électricité, d'où une réduction de la production d'électricité d'origine fossile.

Pour chaque scénario, les émissions de carbone sont évaluées en multipliant l'intensité des émissions « à la marge » des combustibles fossiles par la quantité de combustibles fournis.

**4** *Production d'électricité renouvelable (en MWh 10<sup>11</sup>)* : Cette ligne renvoie à la puissance fournie au moyen de sources d'énergie renouvelables au cours des deux phases. La production d'électricité renouvelable dépend de la différence dans les coûts de production entre énergie renouvelable et combustibles fossiles. Les instruments ont une incidence sur les différences de coûts parce qu'ils subventionnent la production d'électricité renouvelable, en réduisant les coûts inhérents à celle-ci au moyen de l'innovation, ou imposent une taxe sur la production d'électricité d'origine fossile. Dans la seconde phase, les instruments qui favorisent l'innovation diminuent les coûts attachés à l'énergie renouvelable ainsi que les émissions de carbone.

**5** *Production d'électricité d'origine fossile (en MWh 10<sup>11</sup>)* : À l'instar de la production d'électricité renouvelable, en modifiant les coûts de production, les instruments fiscaux ont un impact sur la production d'électricité d'origine fossile. Cette dernière est aussi touchée par la baisse de la demande totale qui a lieu lorsqu'un instrument a pour effet de faire monter le prix de l'électricité.

**6** *Production totale d'électricité (en MWh 10<sup>11</sup>)* : La production totale d'électricité comprend la production d'électricité d'origine fossile et d'électricité

renouvelable; les changements indiquent que l'instrument a une incidence sur la demande totale grâce à des augmentations du prix de l'électricité.

**7** *R-D en matière d'énergie renouvelable (en millions \$)* : Il s'agit des dépenses totales en R-D engagées par les secteurs public et privé exprimées en millions de dollars par an.

**8** *Réductions de coûts additionnelles en matière d'énergie renouvelable* : Cette ligne indique le pourcentage de réduction des coûts de l'approvisionnement en énergie renouvelable au-dessous du niveau du scénario de référence.

**9** *△ Surplus des consommateurs (en millions \$)* : Il s'agit du coût net aux consommateurs, mesuré comme le changement à la valeur actuelle du coût total aux consommateurs pour les deux phases. On observe un surplus des consommateurs négatif lorsque l'instrument fait augmenter le prix de l'électricité.

**10** *△ Surplus du producteur (en millions \$)* : Il s'agit de la variation de l'évaluation du total des profits réalisés par le secteur des énergies renouvelables au cours des deux phases. Les profits de ce secteur augmentent lorsque l'instrument fait monter le prix reçu par le producteur d'électricité renouvelable, soit en raison d'une subvention ou d'une taxe sur la production d'électricité d'origine fossile. Dans ce cas, des profits peuvent être réalisés si les coûts de production des énergies renouvelables se situent en dessous du prix de l'électricité dans le scénario.

**11** *△ Transferts (en millions \$)* : Il s'agit de la variation des recettes du gouvernement. Un chiffre positif indique des recettes et un chiffre négatif, des décaissements. L'estimation exprime le coût total pour les deux phases.

**12** *△ Bien-être (à l'exclusion des répercussions positives sur l'environnement) (en millions \$)* : Il s'agit des changements apportés au bien-être de la société; il rend compte du coût économique de l'instrument pour la société. Il correspond à la somme des transferts et des surplus des consommateurs et des producteurs. C'est une donnée importante dans la mesure où tous les scénarios atteignent la même cible de réduction des émissions, mais entraînent des coûts économiques différents.

**13** *△ Bien-être par rapport au prix des émissions* : Il s'agit simplement d'un coefficient qui indique les coûts économiques de chaque scénario comparé au scénario de prix des émissions. Le prix des émissions a été choisi comme valeur de comparaison parce qu'il entraîne les coûts économiques les moins élevés pour la société.

## 4.4 Résultats détaillés par instrument

### 4.4.1 Scénario de référence

C'est par rapport au scénario de référence que les pourcentages de changement sont évalués dans le tableau 7. La pénétration du marché par les sources d'énergie renouvelables est prévue en fonction des coûts relatifs de la production d'électricité d'origine fossile et de la production d'électricité renouvelable. La ligne de base de la pénétration du marché par les sources d'énergie renouvelables augmente avec le temps, au fur et à mesure que l'innovation réduit les coûts de production de l'électricité renouvelable.

La production totale d'électricité demeure la même pour les deux phases du scénario de référence<sup>3</sup>; par conséquent, la pénétration du marché par les sources d'énergie renouvelables diminue l'intensité carbonique générée par l'ensemble de la production d'électricité. Cette réduction est saisie comme une baisse des émissions de carbone dans le temps de 106 mégatonnes/an au cours de la première phase, à 101 mégatonnes/an au cours de la seconde phase.

### 4.4.2 Prix des émissions

Le prix des émissions permet de réduire les émissions en reflétant leur coût, soit en termes de dommages à l'environnement (comme pour une taxe sur le carbone) ou en termes de coût de renonciation ailleurs dans l'économie (à l'instar d'un système de plafonnement des émissions et de permis négociables). Ce prix envoie un signal à tous les intervenants du marché de l'énergie qu'ils doivent économiser le carbone. Les *producteurs d'électricité d'origine fossile* peuvent réduire leurs coûts en favorisant l'efficacité ou en recourant à des carburants ou à des procédés à plus faible intensité carbonique. Comme le prix de l'énergie d'origine fossile intègre le coût du carbone associé à cette forme de production d'électricité, le prix de l'électricité monte aussi, ce qui entraîne deux effets. Tout d'abord, cela incite les *consommateurs* à réduire leur consommation d'énergie et à prendre des mesures pour réduire leur demande, par exemple, en se procurant des électroménagers plus écoénergétiques. Ensuite, le prix reçu par les *producteurs d'énergie renouvelable* s'en trouve augmenté, ce qui favorise la production de TER n'émettant pas de carbone et l'investissement dans ces dernières. Les effets distributifs sont les suivants :

- 1 Les consommateurs subissent les prix d'électricité les plus élevés et des pertes de surplus aux consommateurs dans le contexte du scénario du prix des émissions. De nombreux consommateurs étant aussi

des contribuables, l'utilisation des recettes (c.-à-d. les transferts) est un facteur important d'évaluation de l'effet net sur les ménages.

- 2 En ce qui concerne les producteurs d'électricité renouvelable, le prix des émissions a un impact modeste, mais tangible, sur la production d'électricité renouvelable, les réductions de coûts de production et le surplus du producteur. Cet impact demeure relativement constant dans les phases.
- 3 En ce qui concerne les producteurs d'électricité d'origine fossile, le prix des émissions est le seul instrument qui comprend un stimulant à la réduction de l'intensité des émissions. En dépit du fait que les profits pour le secteur de la production d'électricité d'origine fossile ne soient pas modélisés — ils sont plutôt censés être ramenés à zéro par le marché à long terme — les coûts potentiels au secteur des combustibles fossiles d'un prix des émissions dépendraient de la capacité à transmettre aux consommateurs les augmentations de coûts de production attribuables à la réduction des émissions de carbone (c.-à-d., le fait d'avoir remplacé le charbon par le gaz), ainsi que le bénéfice inattendu pouvant découler de l'attribution de permis d'émission.
- 4 Le gouvernement pourrait tirer des transferts ou des recettes substantiels sous le système du prix des émissions, soit par l'imposition d'une taxe sur le carbone prélevant des recettes, soit par l'octroi ou la mise aux enchères de permis de carbone en vertu d'un système d'échange de droits d'émission. Il s'agit du seul scénario modélisé qui présente des possibilités appréciables de génération de recettes. Il représente aussi la valeur des loyers d'émission pouvant être attribués aux consommateurs, aux producteurs et à leurs actionnaires, à des fonds pour l'aide à la transition ou plus généralement aux contribuables.
- 5 Du point de vue de la société, le scénario du prix des émissions est celui qui entraîne les coûts économiques les plus faibles, ce qui en fait une option à privilégier. Une conséquence négative de ce scénario, qui n'est pas intégrée dans cette analyse d'un seul secteur, est que l'augmentation des prix de l'électricité pourrait rendre l'économie plus compétitive dans son ensemble. Cet inconvénient pourrait être atténué en réservant des permis à attribuer à des secteurs exposés aux forces du marché qui sont de gros consommateurs d'électricité.

<sup>3</sup> Il est reconnu que la production électrique augmente dans le temps, mais la production totale d'électricité dans le modèle est évaluée à un niveau fixe dans les deux phases afin de mieux comprendre les effets des instruments sur la demande et l'offre.

6 L'avantage du système de plafonnement des émissions et de permis négociables, est la certitude d'atteindre la cible de réduction du carbone; toutefois, l'incertitude se manifesterait dans le prix. En ce qui concerne tous les autres instruments, le défi est de fixer un niveau de politique susceptible d'atteindre la cible d'émissions avec certitude.

#### 4.4.3 Norme de pourcentage d'énergie renouvelable dans les portefeuilles

La NPERP exige qu'une partie minimale de la production totale d'électricité provienne de sources d'énergie renouvelables. Bien qu'il existe différentes façons de mettre en œuvre une telle part de marché — imposition de quotas aux détaillants, certificats verts pour les producteurs d'électricité d'origine fossile —, l'effet d'ensemble est le même. Tant que le marché ne se conforme pas de lui-même aux exigences de réduction, les producteurs d'électricité renouvelable reçoivent une prime sur le prix (soit la valeur des certificats verts qu'ils émettent) alors que les producteurs d'électricité d'origine fossile sont pénalisés (le coût des certificats verts à acheter en fonction du volume de production). En outre, la subvention totale aux producteurs d'électricité renouvelable est égale à l'impôt total qui est effectivement versé par les producteurs d'électricité d'origine fossile, de sorte que le gouvernement ne perd, ni ne gagne, aucun revenu net.

Puisque la NPERP ne permet pas d'établir une distinction entre les technologies de production d'électricité d'origine fossile, il n'existe aucun incitatif de réduction de l'intensité des émissions dans ce secteur. Les prix aux consommateurs augmentent en raison de la taxe réelle sur l'énergie fossile prélevée pour financer la subvention à la production d'électricité renouvelable (c.-à-d. achat de certificats verts) mais pas autant qu'avec l'instrument du prix des émissions. Même si une NPERP favorise la génération de plus d'électricité renouvelable qu'en vertu d'un système fondé sur le prix des émissions, le moment auquel la production a lieu n'est pas le même. En général, lorsque les prix demeurent stables, la production d'électricité renouvelable prend de l'expansion au fur et à mesure que les coûts diminuent avec le temps. Toutefois, la NPERP établit la part occupée par l'électricité renouvelable au même niveau pour les deux phases, et avec le temps, cet objectif devient plus facile à atteindre. Par conséquent, la taxe et la subvention réelles décroissent (c.-à-d., le prix des certificats verts baisse), alors que la production totale d'électricité augmente en raison de la réduction des prix (le prix du marché est égal à celui de l'électricité auquel s'ajoute celui des certificats verts, et décline avec le temps en raison de l'innovation; ainsi, les prix de l'électricité baissent et la demande finale augmente). L'énergie renouvelable est donc davantage stimulée au cours de la première phase que pendant

la seconde. La subvention actuelle plus importante est susceptible de favoriser davantage l'apprentissage par la pratique. Cependant, étant donné que l'appui va diminuer à l'avenir, l'investissement en matière de R-D visant à réduire les coûts pourrait être moindre (ce résultat est bien démontré dans nos scénarios). Les effets distributifs sont les suivants :

1 Avec la NPERP, les consommateurs subissent une certaine augmentation du prix de l'électricité ainsi qu'une perte de surplus. L'effet est environ 80 % aussi important que sous le régime du prix des émissions au cours de la première phase, et presque négligeable au cours de la seconde. L'augmentation du prix de l'électricité est attribuable à l'achat d'électricité renouvelable sous forme de certificats verts (ou l'équivalent) par le secteur de la production d'électricité d'origine fossile. Comme l'approvisionnement en sources d'énergie renouvelables est moins dispendieux grâce à l'innovation technique, le coût des certificats verts (et, par conséquent, les prix aux consommateurs) est plus élevé dans la première phase que dans la seconde.

2 En ce qui concerne les producteurs d'électricité renouvelable, la NPERP a pour effet d'induire une forte pénétration uniforme au cours des deux phases, observation qui n'est pas surprenante puisque la NPERP fixe la part de l'énergie renouvelable au même niveau dans les deux phases. Les producteurs font aussi des profits élevés, ce qui indique que le secteur peut tirer des avantages de l'application d'une NPERP. Bien qu'il existe une certitude en ce qui concerne la part de marché du secteur de l'énergie renouvelable, on remarque une stabilité moindre des prix et une souplesse affaiblie en termes de moment de production de l'électricité renouvelable. En outre, le déclin implicite de la subvention au fur et à mesure de la diminution des coûts signifie que les stimulants à l'innovation pourraient être neutralisés — en effet, notre modèle prévoit une réduction de dépenses en R-D par rapport au scénario du prix des émissions. Même si, dans l'ensemble, une production accrue d'électricité renouvelable est nécessaire, la première phase est si active que le retour à une baisse des coûts au cours de la seconde est plus lent. Ceci est dû non seulement à la baisse de production au cours de la seconde phase (comparativement aux autres scénarios de politique), mais aussi possiblement, à la part plus importante occupée par l'apprentissage par la pratique au cours de la première phase, lequel peut supplanter la R-D.

3 En ce qui concerne les producteurs d'origine fossile, leur part dans la production d'électricité demeure stable au cours des deux phases; elle est plus faible dans la première phase et plus élevée dans la seconde par rapport à d'autres scénarios. En d'autres termes, les réductions de coûts dans le domaine des énergies renouvelables permettraient une expansion du secteur de la production d'électricité d'origine fossile. Pourtant, par rapport aux autres scénarios, on pourrait s'attendre à ce que les coûts de transition, à court terme, soient plus élevés dans le contexte de la NPERP. Les coûts réels éventuels pour le secteur de la production d'électricité d'origine fossile dans le cadre de la NPERP seront plus élevés si le secteur n'est pas en mesure de transmettre aux consommateurs la totalité des coûts associés aux certificats verts.

4 La NPERP a un effet neutre sur le gouvernement, puisqu'elle ne permet pas de générer des recettes et ne suppose pas de dépenses de programme.

5 Du point de vue de la société, les coûts économiques sont plus grands que dans le contexte du prix des émissions et dans celui des subventions à la production, mais plus faibles que dans celui des subventions à la R-D et de la combinaison NPERP et subventions à la production. Ce classement ne se vérifie pas nécessairement dans toutes les circonstances, mais dépend plutôt du compromis particulier qui doit être réalisé entre les coûts supplémentaires engendrés par le fait d'encourager davantage d'efforts immédiats, et les inefficacités découlant du fait de ne pas donner aux consommateurs les stimulants nécessaires à la conservation de l'énergie. En effet, si l'on pouvait résoudre le premier problème en concevant de manière idéale une NPERP dont les exigences se renforcent avec le temps, elle pourrait être aménagée de manière à toujours dominer la subvention, en raison de la présence d'un modeste stimulant à la conservation de l'énergie.

6 Au-delà du secteur de l'électricité, l'augmentation des prix de l'électricité pourrait entraîner des impacts négatifs sur le plan de la compétitivité de l'économie dans son ensemble, comme des pertes de productivité ou une réduction des exportations. Ces répercussions négatives seront moins sévères que dans le contexte du prix des émissions, particulièrement au cours de la seconde phase.

#### 4.4.4 Subvention à la production d'électricité renouvelable

Cet instrument fiscal comprend un éventail de politiques qui subventionnent la production d'électricité renouvelable (p. ex. crédits d'impôt, subventions directes) afin d'encourager l'expansion de la production sans émissions de carbone. Cet instrument n'est toutefois d'aucune utilité pour réduire l'intensité des émissions provenant de la production d'électricité d'origine fossile. Il n'a, en outre, aucun impact sur le prix de l'électricité; ainsi, les consommateurs ne sont aucunement encouragés à réduire leur demande et, par conséquent, leurs émissions de carbone. Si l'on veut atteindre la cible de réduction de carbone, il faut donc consacrer beaucoup plus d'efforts aux sources d'énergie renouvelables plus onéreuses afin qu'elles viennent supplanter les combustibles fossiles dans la production d'électricité. Les effets distributifs sont les suivants :

1 Les prix aux consommateurs ne sont pas touchés dans le contexte du scénario des subventions, parce que la totalité des réductions est atteinte grâce à la réduction des coûts de production de l'électricité renouvelable, ce qui n'a aucune incidence directe sur le secteur des combustibles fossiles. Les consommateurs sont touchés dans la mesure où les recettes fiscales financent une partie des subventions transmises au secteur de la production d'électricité renouvelable.

2 En ce qui concerne les producteurs d'électricité renouvelable, la subvention à la production est l'instrument qui a le plus grand impact sur leurs profits, parce qu'il encourage davantage le remplacement de la production d'électricité d'origine fossile que dans les scénarios précédents. L'innovation permanente est favorisée par les plus grandes possibilités offertes de réduire les coûts de production au niveau de puissance fournie le plus élevé suscité par la prime sur le prix.

3 Dans le cas des producteurs d'électricité d'origine fossile, la subvention à la production a une incidence semblable sur la production d'électricité d'origine fossile et sur le régime du prix des émissions. En effet, la production additionnelle d'électricité renouvelable est en partie compensée par un surcroît de demande. Le déclin de la production d'électricité est légèrement plus accusé au cours de la seconde phase parce que l'innovation améliore considérablement la compétitivité des énergies renouvelables. Il peut sembler surprenant que la production d'électricité d'origine fossile soit plus faible dans le contexte du régime de subvention que dans celui du prix des émissions, puisqu'il n'y a aucune augmentation des prix de

l'électricité. Toutefois, comme le secteur de la production d'électricité d'origine fossile n'a pas la possibilité d'ajuster ses propres émissions, c'est aux sources d'énergies renouvelables qu'incombe la tâche de supplanter les combustibles fossiles dans la production d'électricité aux fins de réduction des émissions.

- 4 Pour le gouvernement, la subvention requise pour atteindre la cible de réduction des émissions constitue une dépense importante.
- 5 Du point de vue de la société, les coûts économiques sont plus élevés que dans le contexte du régime du prix des émissions. La capacité de la subvention à la production d'électricité renouvelable d'atteindre la cible de réduction des émissions a des chances d'être beaucoup plus incertaine que dans les scénarios précédents. Le raisonnement à cet égard, quoique non modélisé, est le suivant :
  - Tout d'abord, l'incertitude au sujet de l'ampleur et du rythme des réductions de coûts dans le secteur des énergies renouvelables risque d'être plus grande que celle entourant les coûts inhérents à la réduction des émissions dans le secteur des combustibles fossiles ou l'envergure des économies d'énergies réalisées par les consommateurs.
  - Ensuite, même si toutes les incertitudes en matière de coûts étaient analogues, la dépendance vis-à-vis d'une seule méthode de réduction des émissions relève le niveau d'incertitude général. Dans un scénario plus large, si l'innovation ne réduit pas de manière substantielle les coûts de production de l'électricité renouvelable, on pourrait tenter de réduire encore plus les émissions ou à économiser davantage l'énergie, selon ce qui s'avère le moins onéreux.

La subvention à la production d'électricité renouvelable, à elle seule, est aussi plus incertaine quant au volume de réduction des émissions qu'elle est susceptible d'atteindre. On s'interroge aussi sur les exigences en termes de revenus. Si les coûts diminuent plus que prévu, une subvention élevée entraînerait une surcapacité par rapport à la cible de réduction du carbone, ce qui rend compte d'une perte d'efficacité supplémentaire et d'un gaspillage des deniers publics. Si les coûts ne baissent pas comme prévu, de deux choses l'une : soit les cibles d'émissions ne seront pas atteintes (des économies de deniers publics seront réalisées), soit il faudra augmenter la subvention encore davantage pour les atteindre, ce qui suppose l'engagement de dépenses plus importantes que prévu.

#### 4.4.5 Une combinaison NPERP et subvention à la production

Il arrive souvent qu'une combinaison de politiques soit mise en œuvre dans le contexte particulier de l'électricité renouvelable, en partie à cause des chevauchements de compétence entre les gouvernements fédéral et provinciaux, et les administrations municipales, et peut-être aussi par une volonté de diversification. Nous avons évalué les effets de l'application simultanée d'une NPERP et de subventions à la production. Le principal résultat est que ces dernières atténuent l'effet de la NPERP et augmentent légèrement les coûts.

Avec l'application combinée de ces politiques, le producteur d'électricité d'origine fossile doit toujours se procurer des « certificats verts » pour chaque unité d'électricité produite. Le producteur d'électricité renouvelable dispose alors de deux subventions — la valeur du certificat vert et la subvention directe. Comme la subvention directe a pour effet de stimuler la production d'électricité renouvelable, le prix d'équilibre d'un certificat vert n'a pas à être aussi élevé pour atteindre celui de la NPERP (comparativement au scénario où la NPERP est appliquée seule). Par conséquent, lorsque la cible visée par la politique est une partie d'un portefeuille, une subvention directe à la production d'électricité renouvelable a plutôt pour effet d'alléger le fardeau incombant aux producteurs d'électricité d'origine fossile et aux consommateurs.

Partant de l'hypothèse que la NPERP occupe une place prédominante dans cette combinaison, les résultats distributifs sont assez analogues à ceux obtenus dans le contexte de l'application de la NPERP seule. Les légères différences sont les suivantes :

- 1 Les prix aux consommateurs sont légèrement inférieurs. En dépit de la demande additionnelle d'électricité, les émissions sont aussi plus réduites au cours de la première phase — ce qui est attribuable au fait que la norme doit être relevée afin de compenser l'absence d'encouragement à la conservation de l'énergie, d'où une réduction encore plus importantes au cours de la première phase et moindres dans la seconde.
- 2 La production d'électricité renouvelable s'avère plus élevée de 0,5 %, et les dépenses en R-D sont en hausse de 1,5 %.
- 3 Pour les producteurs d'électricité d'origine fossile, leur production est presque exactement la même que sous le régime d'une NPERP seule. Ce phénomène s'explique par le fait que même si le producteur d'électricité d'origine fossile doit se procurer davantage de certificats, le coût de ces certificats est plus faible parce que la subvention a eu pour effet de générer une plus grande quantité de ces certificats.

4 L'effet le plus révélateur est que dans ce scénario de combinaison, le gouvernement dépense juste un peu plus d'un milliard de dollars pour des subventions qui ont peu, voire aucun effet sur le comportement, en raison de l'existence de la NPERP.

5 Du point de vue de la société, dans la mesure où les subventions influencent le comportement, elles ont tendance à faire baisser les prix et à faire monter les coûts économiques. Le stimulant plus faible aux économies d'énergie, ajouté aux efforts supplémentaires immédiats de réduction des émissions (par une augmentation de la NPERP) explique la hausse des coûts économiques, de 1,80 fois, à 1,83 fois, par rapport à ceux prévus dans le scénario du prix des émissions.

#### 4.4.6 Subvention à la R-D en matière d'énergie renouvelable

Les subventions à la R-D en matière d'énergie renouvelable ont recours aux investissements actuels pour réduire les coûts afin d'accroître la production d'électricité renouvelable dans le futur. Étant donné qu'elles ne modifient aucun stimulant de prix en termes de demande et de production, et qu'elles n'ont pas non plus d'incidence sur les coûts actuels, le fardeau de réduction des émissions dépend du futur remplacement de la production d'électricité d'origine fossile par la production d'électricité renouvelable. En outre, étant donné l'absence d'encouragement à la production future, les réductions de coûts nécessaires sont importantes, et l'investissement requis l'est encore plus. La capacité d'une subvention à la R-D, à elle seule, à atteindre ces objectifs s'avère, en définitive, peu probable. Les effets distributifs sont les suivants :

1 Les consommateurs ne subissent aucune augmentation du prix de l'électricité ni de perte de surplus sous le régime des subventions à la R-D. À l'instar de la subvention à la production, la subvention à la R-D contribue indirectement au secteur de l'énergie renouvelable, car son financement est réalisé grâce aux recettes fiscales.

2 Dans le cas des producteurs d'électricité renouvelable, la subvention à la R-D suscite la plus forte pénétration au cours de la seconde phase. Cette pénétration est uniquement attribuable à l'innovation et à la baisse des coûts de production de l'électricité renouvelable. Cependant, la mesure selon laquelle l'apprentissage par la pratique et la R-D canadiennes sont susceptibles d'entraîner une baisse des coûts des énergies renouvelables demeure floue. Bien que des diminutions de coûts de production soient enregistrées au Canada et à l'étranger, il n'est pas sûr que la R-D canadienne réussisse, à elle seule, à faire décroître suffisamment les coûts pour hausser la pénétration des énergies renouvelables au niveau

prévu dans ce scénario. En règle générale, l'innovation dans le secteur de la production d'énergie renouvelable a lieu normalement à l'étranger et est importée au Canada. Cette incapacité pressentie des subventions à la R-D canadienne d'atteindre la pénétration prévue dans le modèle vient seulement confirmer la conclusion selon laquelle cette politique constitue une méthode bien plus onéreuse d'atteindre une réduction des émissions.

3 En ce qui concerne les producteurs d'électricité d'origine fossile, les subventions dans la R-D n'ont pas d'incidence sur les prix de l'électricité, mais réduisent de manière tangible la production d'électricité d'origine fossile au cours de la seconde phase. Même s'ils n'ont pas été modélisés, on pourrait constater des coûts inhérents aux actifs délaissés ou des coûts variables découlant d'une plus faible utilisation de la capacité. Toutefois, les frais de transaction liés à une diminution de la demande en électricité d'origine fossile sont probablement plus faibles dans ce scénario puisque la plupart des réductions ont lieu dans la seconde phase. Par conséquent, la période de transition au cours de laquelle le secteur de production d'électricité d'origine fossile devra s'ajuster à une diminution de la demande est longue, ce qui ouvre la porte à une minimisation des coûts.

4 Pour le gouvernement, l'octroi de subventions à la R-D est l'instrument qui entraîne les plus grandes dépenses. Quoiqu'il en soit, comme la promotion de l'innovation est une politique gouvernementale, les subventions à la R-D font généralement partie intégrante d'une approche désirable de politique en matière de réduction, à long terme, des émissions de carbone. Cependant, étant donné la nature à plus long terme des réductions attribuables à la R-D, un gouvernement qui doit faire face à une cible de réduction du carbone ne réussira probablement pas à atteindre une réduction tangible à court terme au moyen de subventions à la R-D.

5 Du point de vue de la société, le scénario des subventions à la R-D est celui qui entraîne les coûts économiques les plus élevés. L'incertitude constitue une autre conséquence négative de ce scénario. Comme pour le scénario de la subvention à la production d'électricité renouvelable, l'incertitude afférente aux réductions de coûts en matière d'énergie renouvelable rend cette politique particulièrement risquée lorsqu'il s'agit de promouvoir des réductions de carbone — d'autant plus qu'en l'absence de réductions de coûts, il n'existe aucun encouragement à une utilisation accrue de sources d'énergie renouvelables au cours de l'une ou l'autre des deux phases. Étant donné l'incertitude générale qui plane au sujet de la réussite de l'innovation,



et plus particulièrement au sujet de l'innovation canadienne, il est très improbable qu'un programme national de R-D puisse, à lui seul, atteindre un objectif appréciable de réduction du carbone émis par les activités de production d'électricité renouvelable. Une subvention à la R-D pourrait plutôt être perçue comme un instrument complémentaire, servant à atteindre des objectifs sociétaux à plus long terme, comme la promotion de l'innovation.

#### 4.5 Analyse de sensibilité

Une analyse de sensibilité a été menée sur les facteurs suivants afin d'éprouver la solidité des résultats :

**1** *Augmentation du prix de base de l'électricité* : L'analyse de sensibilité montre que le différentiel de prix entre les énergies renouvelables et le prix de l'électricité constitue un facteur déterminant de l'ampleur du coût économique. Ce différentiel de prix a aussi une incidence sur l'opportunité d'appliquer une NPERP par rapport à une subvention à la production d'électricité renouvelable. On peut aussi s'attendre à de tels résultats lorsque les prix des sources d'énergie renouvelables évoluent, alors qu'une diminution du prix des énergies renouvelables produirait des résultats qui sont, de manière directionnelle, analogues à une augmentation du prix de l'électricité.

**2** *Augmentation du prix de base du gaz naturel* : Les conclusions de l'analyse de sensibilité indiquent que l'augmentation des prix du gaz naturel a une incidence minimale sur les résultats en ce qui concerne le scénario de référence. Comme nous l'avons mentionné dans le scénario précédent, toutefois, l'augmentation des prix du gaz pourrait mener à une hausse du prix de l'électricité, et la réponse serait analogue à une hausse du prix de l'électricité.

Les tests de sensibilité démontrent que les résultats résistent aux variables hypothétiques clés. En effet, notre principale observation demeure : l'efficacité économique et l'efficacité environnementale des instruments d'EF sont liées à leur capacité d'influencer le marché de l'électricité dans son ensemble et les trois catalyseurs de la décarbonisation, plus précisément. En règle générale, un instrument d'EF sera d'autant plus efficace et efficace qu'il fait passer le message auprès des nombreux intervenants du marché de l'électricité que le carbone est plus dispendieux : les producteurs d'électricité d'origine fossile réduiront l'intensité de leurs émissions; les producteurs d'électricité renouvelable fourniront plus de puissance lorsque le différentiel de prix entre la production d'électricité renouvelable et celle d'origine fossile diminuera; et les consommateurs prendront des mesures d'économie d'énergie, réduiront leur demande et, par conséquent, déplaceront la production d'électricité d'origine fossile. Cette conclusion se

vérifie dans le contexte de multiples hypothèses de départ, et explique pourquoi le scénario du prix des émissions est préférable à une NPERP ou à une subvention à la production d'électricité renouvelable. Un bon exemple du risque accru lié au recours à un instrument unique est illustré par le scénario sur les subventions à la R-D. Selon ce scénario, la réduction des émissions repose entièrement sur la capacité des investissements canadiens en R-D de réaliser une innovation susceptible de réduire les coûts des énergies renouvelables. Même si l'on peut s'attendre à ce que les dépenses engagées en matière de R-D entraînent des réductions de coûts, l'étendue et l'ampleur de ces réductions de coûts sont mal connues, augmentant de ce fait l'incertitude d'ensemble touchant cet instrument fiscal.

## 5 LEÇONS TIRÉES DE CE MODÈLE

Il est indubitable que les instruments d'EF ont un certain pouvoir de traction en matière de décarbonisation de l'électricité et d'intensification de la pénétration du marché par les énergies renouvelables. Nos résultats montrent qu'on peut avoir recours à une vaste gamme d'instruments fiscaux pour décarboniser l'économie et augmenter la capacité installée des TER reliées au réseau électrique. Les leçons tirées sont notamment les suivantes.

**1** *Les instruments fiscaux sont d'autant plus efficaces au plan économique et efficaces sur le plan de l'environnement s'ils sont appliqués de manière globale et ciblent tous les intervenants du marché.* Chaque instrument d'EF examiné dans le cadre de cette étude de cas a un impact différent sur les trois principaux éléments du marché de l'électricité :

- La pénétration du marché par l'électricité renouvelable, qui correspond à la part de l'électricité renouvelable dans la production totale d'électricité réalisée au Canada.
- L'intensité carbonique de la production d'électricité d'origine fossile, qui représente la teneur en carbone par unité d'électricité fournie à partir de combustibles fossiles. L'intensité carbonique peut être réduite grâce à l'utilisation du gaz naturel au lieu du charbon, par exemple.
- La demande totale d'électricité, lorsque les consommateurs peuvent réduire leur demande d'électricité en prenant des mesures d'économies d'énergie.

Le succès d'un ou plusieurs instruments d'EF dépendra de leur capacité à influencer l'ensemble du marché de l'électricité et plus précisément ces trois catalyseurs de décarbonisation. Parmi les solutions d'EF qui ont été présentées :

- le prix des émissions est l'instrument qui influence le plus efficacement le marché et ses catalyseurs; il offre les moyens d'atténuer les effets négatifs;
- la NPERP permet un fort taux de pénétration des sources d'énergie renouvelables, à court terme comme à plus long terme, mais elle n'a qu'une influence marginale sur le comportement des consommateurs;
- la subvention à la production d'électricité renouvelable offre un taux de pénétration encore plus élevé du marché par les sources d'énergie renouvelables, mais n'influence aucunement le comportement des consommateurs et n'encourage pas, non plus, les producteurs d'électricité à faire des efforts pour réduire de façon permanente l'intensité carbonique de leurs activités;
- la combinaison NPERP et subvention à la production donne des résultats légèrement meilleurs qu'avec la NPERP ou la subvention seule ; toutefois, les coûts économiques sont très élevés en raison des importants décaissements de la part du gouvernement pour atteindre les résultats;
- les subventions à la R-D en matière d'énergie renouvelable ont un impact positif considérable sur le secteur de l'énergie renouvelable, mais elles n'ont aucune incidence sur les autres catalyseurs et ne garantissent aucunement la pénétration du marché à long terme du marché.

2 *À l'heure actuelle, il existe quelques TER concurrentielles par rapport aux technologies utilisées dans le cadre de la production d'électricité d'origine fossile. Certaines énergies renouvelables étant maintenant devenues concurrentielles, les instruments d'EF devraient contribuer, dans une certaine mesure, à faire augmenter la capacité installée de production d'électricité renouvelable au Canada. Toutefois, pour réaliser d'ambitieuses réductions de carbone, il faudra recourir à des instruments d'EF obligatoires qui permettent de refermer l'écart de prix entre la production d'électricité d'origine fossile et la production d'électricité renouvelable.*

3 *L'innovation fait baisser les coûts de production de l'électricité renouvelable. L'innovation en matière de TER vient surtout de l'étranger. Elle réduira en définitive les coûts d'approvisionnement en énergie renouvelable au Canada. Pourtant, la capacité installée de production d'électricité renouvelable au Canada est censée croître avec le temps en l'absence de politiques d'EF.*

4 *Les TER sont des technologies qui n'ont pas encore atteint un degré de maturité, d'où l'incertitude entourant leurs coûts et leur potentiel pratique. Les efforts de modélisation ciblant les énergies renouvelables se heurtent à une incertitude importante concernant la prévision de coûts et du potentiel pratique. Cette incertitude est inévitable, et la modélisation devrait en tenir compte.*

5 *Les TER se situent à des étapes différentes de développement technologique. Ainsi, certains instruments, comme la NPERP, peuvent efficacement contribuer à la mise en œuvre des TER qui sont commercialement viables, à court terme, alors que les subventions à la R-D se prêtent mieux aux TER qui en sont encore à l'étape de la mise au point.*

6 *Les répercussions dans le temps des différents instruments d'EF varient. La voie empruntée pour atteindre une réduction des émissions et la pénétration du marché par les sources d'énergie renouvelables, peuvent grandement varier d'un instrument à l'autre. Les instruments qui exigent une réduction, à court terme, au moyen des énergies renouvelables, seront nécessairement plus onéreux que ceux qui visent une réduction à plus long terme. Cette situation se produit lorsque le prix de l'approvisionnement en énergies renouvelables diminue avec le temps.*

7 *Les effets distributifs des instruments d'EF varient de manière importante. Une simple comparaison des coûts globaux de chaque instrument peut occulter les effets distributifs d'un instrument d'EF. Le tableau 8 offre un aperçu des effets distributifs des instruments étudiés dans l'étude de cas.*

8 *La conception des programmes et l'attention au détail ont une importance, mais elles ne sont pas saisies par l'analyse. Nous avons évalué les instruments d'EF à un haut niveau, mais nous avons observé que les conditions de mise en œuvre de l'instrument ont une grande incidence sur les résultats. Au rang des conditions de mise en œuvre figurent l'octroi de permis à l'échelle locale, la réglementation, la distance de transport de l'énergie et l'accès au réseau*

**Tableau 8 : Résumé des résultats distributifs**

	<b>I. Scénario de référence</b>	<b>II. Prix des émissions</b>	<b>III. Norme de pourcentage d'énergie renouvelable dans les portefeuilles (NPERP)</b>	<b>IV. Subvention à la production d'électricité renouvelable</b>	<b>V. Combinaison NPERP et subventions à la production</b>	<b>VI. Subvention à la R-D en matière d'énergie renouvelable</b>
Pour <b>réduire les émissions de CO<sub>2</sub> de 12 %</b> de 2010 à 2030, on verrait...	(Aucune initiative pour atteindre la cible)	Émetteurs paient <b>10 \$</b> la tonne de CO <sub>2</sub>	Part des énergies renouvelables dans la production indiquée dans l'étude de cas : <b>24 %</b> — soit 9 % de la production canadienne annuelle.	Subvention gouvernementale de <b>0,006 \$</b> par kWh produit à partir des énergies renouvelables.	NPERP de <b>24,21 %</b> et subvention à la production de <b>0,002 \$</b>	Augmentation de <b>61 %</b> des dépenses en R-D des secteurs public et privé.
<b>Impact sur la production d'électricité</b>	Énergies renouvelables gagnent des parts de marché; réduction des émissions de carbone de 5 %.	Pénétration légèrement plus rapide des énergies renouvelables qu'avec I; producteurs d'électricité sont ceux qui travaillent le plus fort pour réduire les émissions de carbone.	Pénétration plus importante des énergies renouvelables qu'avec II; coûteux pour les producteurs d'électricité au départ, mais les coûts diminuent au fil du temps.	Pénétration plus importante des énergies renouvelables qu'avec II; ne sont pas un facteur de réduction de l'intensité des émissions (= efficacité accrue).	Davantage d'énergies renouvelables production d'électricité d'origine fossile inchangée.	Très forte pénétration des énergies renouvelables vers la fin de la seconde phase seulement.
<b>Impact sur les consommateurs</b>	<i>Statu quo</i>	Augmentation la plus forte des prix de l'électricité; économies d'énergie favorisées; répercussions négatives sur certains secteurs.	Prix d'ensemble de l'électricité sont plus bas qu'avec II, mais augmentent puis chutent; économies d'énergie non favorisées.	Prix de l'électricité inchangés; économies d'énergie non favorisées.	Prix de l'électricité légèrement plus bas qu'avec IV; économies d'énergie non favorisées.	Prix de l'électricité inchangés économies d'énergie non favorisées.
<b>Impact sur le gouvernement</b>	<i>Statu quo</i>	Augmentation des recettes du gouvernement (grâce aux prélèvements en vertu du prix des émissions); possibilité de répartir ces revenus entre les secteurs touchés.	Aucun prélèvement, perte ou transfert de recettes par le gouvernement.	Importants décaissements réalisés par le gouvernement pour financer la subvention.	Décaissements réalisés par le gouvernement pour financer la subvention (de 1 milliard de dollars).	Importants décaissements réalisés par le gouvernement pour financer la R-D dans les énergies renouvelables.

**Tableau 8 : Résumé des résultats distributifs (suite)**

	<b>I. Scénario de référence</b>	<b>II. Prix des émissions</b>	<b>III. Norme de pourcentage d'énergie renouvelable dans les portefeuilles (NPERP)</b>	<b>IV. Subvention à la production d'électricité renouvelable</b>	<b>V. Combinaison NPERP et sub-ventions à la production</b>	<b>VI. Subvention à la R-D en matière d'énergie renouvelable</b>
<b>Impact sur le secteur de production d'électricité renouvelable</b>	<i>Statu quo</i> ; Pénétration assez continue.	Hausse de la production; baisse des coûts de production; quelques profits; niveaux élevés de R-D.	Hausse de la production plus forte qu'avec II; profits légèrement plus élevés qu'avec II; mais R-D réduite.	Hausse des profits au fur et à mesure de la baisse des coûts de production; investissements dans la R-D élevés.	Production et R-D légèrement plus élevées.	Potentiel de pénétration au plus haut (vers la fin de la seconde phase) et niveau élevé de R-D.
<b>Impact sur le bien-être économique de la société canadienne*</b>	<i>Statu quo</i>	Coûts économiques les plus bas des cinq options.	Coûts économiques plus élevés qu'avec II et plus bas qu'avec IV.	Deuxièmes coûts économiques les plus élevés.	Coûts économiques légèrement plus bas qu'avec IV.	Coûts économiques les plus élevés.
<b>Niveau d'incertitude quant à l'atteinte de la cible</b>	La cible n'est pas atteinte.	Bas; tous les facteurs de réduction à long terme des émissions de carbone sont influencés pour atteindre la cible.	Moyen; seulement deux facteurs de réduction à long terme des émissions de carbone sont touchés.	Moyen à élevé; seul un facteur de réduction à long terme des émissions de carbone est touché.	Moyen seuls deux facteurs de réduction à long terme des émissions de carbone sont touchés.	Élevé en raison de la dépendance vis-à-vis d'un facteur de réduction à long terme de la réduction de carbone (pénétration non garantie).

\* = en additionnant (1) le coût aux consommateurs et (2) les pertes et profits des producteurs d'électricité (tant renouvelable que d'origine fossile) et (3) les recettes nettes du gouvernement, mais en excluant les coûts et les avantages sur le plan de l'environnement (p. ex. les coûts inhérents à l'adaptation au changement climatique ne sont pas pris en compte dans ce calcul).

électrique. Tous ces facteurs exercent une influence sur les faisabilités technique et économique de l'approvisionnement en sources d'énergie renouvelables et, en définitive, sur les résultats prévus des instruments d'EF. Partir du principe que les instruments d'EF permettront d'atteindre des réductions de carbone rentables sans avoir d'abord bien saisi les conditions de mise en œuvre ainsi que les obstacles à l'adoption des sources d'énergie renouvelables, est une entreprise hautement risquée.

9 *La certitude de la politique et la longévité à long terme de l'instrument sont importantes.* La certitude de la politique et la longévité de l'instrument d'EF à plus long terme sont des facteurs importants de l'adoption des énergies renouvelables. Ceci est particulièrement vrai dans le cas des énergies renouvelables qui supposent des coûts d'immobilisation initiaux élevés et pour lesquelles le rendement du capital investi doit être établi avant la mise en œuvre du projet.

# CRITÈRES DÉFINIS DANS LE CADRE DU PROGRAMME CHOIX ENVIRONNEMENTAL POUR L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE À FAIBLE IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT

*Il s'agit seulement d'un résumé; pour des critères techniques complets, voir le document « Electricity Generation » à <[www.environmentalchoice.com](http://www.environmentalchoice.com)>.*

## Électricité renouvelable à faible impact

Pour le consommateur, l'électricité est propre, abordable et n'a pas d'impacts visibles sur l'environnement. Si l'on regarde plus loin que les prises électriques dans nos murs, toutefois, les coûts environnementaux deviennent apparents. Au Canada, les principales méthodes de production de l'électricité sont la combustion de combustibles fossiles, la domestication de l'énergie des eaux et le recours à l'énergie nucléaire. Chaque source d'électricité entraîne des répercussions sur l'environnement, allant de la création de pluies acides à l'inondation des terres, jusqu'au problème de l'élimination des déchets radioactifs. Le programme Choix environnemental (PCE) s'est engagé à promouvoir les sources d'énergie électrique ayant un impact très réduit sur l'environnement. Le PCE tient compte de l'électricité produite par des sources d'énergie que l'on trouve dans la nature (comme le vent et le soleil) et de sources d'énergie qui, si elles sont contrôlées de manière appropriée, n'ajoutent pas aux contraintes sur l'environnement (comme l'hydroélectricité à faible impact ou certaine combustion de la biomasse).

## Critère de certification

*Toutes les sources*

- L'installation doit être en activité, fiable, non temporaire et pratique.
- Des consultations appropriées auprès des communautés et des intervenants doivent avoir eu lieu au cours de la planification et de l'élaboration du projet; les questions telles que l'utilisation du sol antérieure ou en litige, les pertes en matière de biodiversité et de beauté du paysage, les valeurs récréatives et culturelles doivent avoir été traitées.

- Le projet ne doit avoir eu aucune incidence nuisible sur une espèce reconnue comme étant en voie de disparition ou menacée.
- Des carburants non renouvelables supplémentaires ne doivent pas avoir été utilisés dans plus de 2 % de l'apport en température du carburant requis pour la production.
- Les niveaux de vente d'électricité certifiée en vertu du PCE ne doivent pas dépasser les niveaux de production et d'offre.

*Sources particulières (outre celles énumérées ci-dessus)*

- Énergie solaire (cadmium contenant des déchets à éliminer de manière appropriée ou à recycler).
- Énergie éolienne (protection des populations d'oiseaux, notamment les espèces d'oiseaux en voie de disparition).
- Eau (conformité aux permis prévus par une réglementation; protection des espèces indigènes et de l'habitat; exigences concernant les niveaux d'eau des réservoirs de barrage, les débits d'eau, la qualité et la température de l'eau; des mesures pour minimiser la mortalité des poissons et veiller à la permanence des habitudes migratoires des poissons).
- Biomasse (recours unique aux déchets de bois, aux déchets agricoles ou aux cultures énergétiques dédiées; exigences en matière de rythmes de récolte et de systèmes ou pratiques de gestion de l'environnement et niveaux maximums d'émissions des polluants de l'air).
- Biogaz (niveau maximum d'émissions des polluants de l'air et gestion du lixiviat).
- Autres technologies ayant recours à des méthodes utilisant l'hydrogène ou l'air comprimé pour maîtriser, stocker ou convertir l'énergie renouvelable.
- Technologies de l'énergie géothermique.

## C. SOMMAIRE : ÉTUDE DE CAS SUR LES TECHNOLOGIES DE L'HYDROGÈNE

Par le Pembina Institute et le Canadian Energy Research Institute

### 1 APERÇU

Le Pembina Institute et le Canadian Energy Research Institute (CERI) ont été chargés de réaliser une étude sur le rôle de la politique fiscale dans la promotion de la mise en valeur des technologies à l'hydrogène et la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Cet exercice a débouché sur deux études, un rapport de base et une analyse économique.

Le rapport de base décrit la situation de la mise en valeur de technologies à l'hydrogène au Canada, ainsi que le cadre stratégique existant. Il présente une première évaluation de tout un éventail d'instruments de politique fiscale qui pourraient permettre de promouvoir la mise en valeur de technologies à l'hydrogène. Le rapport présente six instruments de politique fiscale capables de stimuler directement la mise en valeur des technologies à l'hydrogène tout en abordant clairement un obstacle majeur qui limite actuellement la pénétration du marché par la technologie. Les six instruments de politique fiscale sont les suivants : crédits d'impôt à l'investissement; crédits d'impôt à la production; déduction pour amortissement (DPA) accéléré; subventions à la R-D; crédits d'impôt à la consommation et projets pilotes. La première évaluation porte avant tout sur les incitations à la production censées réduire le coût de production des technologies à l'hydrogène, ainsi que sur les incitations à la consommation qui doivent réduire le coût final de ces technologies. Plus précisément, les instruments de politique fiscale envisagés dans cette analyse ont réduit le coût de la production d'hydrogène, des piles à combustible fixes, des véhicules et autobus à piles à combustible et des véhicules à moteur à combustion interne (MCI) à hydrogène.

Le rapport d'analyse économique présente les résultats de l'exercice de modélisation entrepris pour vérifier l'impact de ces instruments de politique fiscale sur des technologies à l'hydrogène en particulier.

On a utilisé un modèle macroéconomique national — le modèle Énergie 2020 du CERI — pour vérifier l'effet que les incitations à la production et à la consommation ont sur la pénétration du marché par les

technologies à l'hydrogène et sur les émissions de GES connexes. Le modèle a simulé deux méthodes de production d'hydrogène : reformage du méthane à la vapeur (RMV) et électrolyse. La modélisation a commencé par un scénario de référence (modèle du maintien du *statu quo*), auquel on a ajouté des incitations à la production et à la consommation (le modèle du scénario fiscal). Les résultats présentés ci-dessous, et dans le rapport d'analyse économique, reflètent l'impact d'une combinaison d'incitations à la production et à la consommation qui équivaut à une diminution de 25 % des coûts de production. Dans le cas du secteur des transports, on a simulé les deux méthodes différentes de production d'hydrogène et présenté les résultats fiscaux dans les deux cas.

Dans tous les secteurs pertinents, les instruments de politique fiscale entraînent une augmentation de la demande en énergie associée aux technologies à l'hydrogène. Dans celui des transports, même si la demande en énergie associée aux technologies à l'hydrogène n'est pas importante en chiffres absolus — représentant entre 0,03 et 34,87 petajoules (PJ) de demande en 2030, selon la région en cause — l'augmentation de la demande en énergie reliée à l'hydrogène est toutefois importante. À l'échelon national, la demande en énergie associée aux véhicules à hydrogène passe de 64,36 PJ en 2030 dans le scénario de référence sur le RMV et de 62,24 PJ en 2030 dans celui sur l'électrolyse, à 96,26 PJ en 2030 dans le modèle du scénario fiscal sur le RMV et à 93,25 PJ en 2030 dans celui sur l'électrolyse — soit une augmentation de presque 50 %. Quant au nombre de véhicules, le modèle du scénario fiscal produit une augmentation de 47 312 véhicules à piles à combustible, de 33 371 véhicules à MCI à hydrogène et de 218 autobus à piles à combustible. On obtient des résultats semblables dans le cas de la production d'hydrogène par électrolyse. À l'échelon régional, le modèle du scénario fiscal produit une augmentation de plus de 45 % de la demande en énergie reliée à l'hydrogène dans la plupart des provinces et des territoires.

Tout comme dans le cas des transports, la demande en énergie associée aux piles à combustible fixes à la suite de l'application des instruments de politique fiscale augmente dans le secteur commercial et celui de la construction résidentielle. Dans ce dernier cas, la demande en énergie provenant de piles à combustible fixes passe de 2,61 PJ en 2030 dans le scénario de référence, à 14,45 PJ dans le modèle du scénario fiscal : l'augmentation atteint 454 %. De même, dans le cas du secteur commercial, la

demande en énergie provenant des piles à combustible fixes augmente de 0,41 PJ en 2030 dans le scénario de référence à 2,81 PJ en 2030 dans le modèle du scénario fiscal : l'augmentation est de 592 %. Quant au nombre de piles à combustible fixes, on en a installé 15 770 de plus dans le secteur résidentiel en 2030 selon le modèle du scénario fiscal, tandis que l'augmentation atteint 90 dans le secteur commercial.

Dans le modèle du scénario fiscal, les émissions de GES associées aux secteurs des transports, de la construction résidentielle et du commerce diminuent à mesure que les technologies à l'hydrogène s'implantent dans le marché. Dans le secteur des transports, la réduction des émissions atteint 1 240 kilotonnes en 2030 dans le cas de l'hydrogène produit à partir du RMV. Si l'hydrogène provient d'une source qui ne produit presque aucune émission de GES (p. ex. énergie éolienne ou nucléaire), la réduction des émissions augmente à 2 650 kilotonnes en 2030. La pénétration des piles à combustible fixes dans le secteur commercial et celui de la construction résidentielle entraîne une diminution des émissions de GES de ces secteurs, qui atteint 710 kilotonnes en 2030. Si l'on tient compte de l'impact des piles à combustible mobiles et fixes, les émissions totales de GES au Canada diminuent de 1 940 kilotonnes dans le cas de l'hydrogène produit par RMV. Ces chiffres comprennent les émissions de GES associées à la production d'hydrogène. Si l'on tient compte seulement des émissions associées à la consommation d'hydrogène (c.-à-d. que si l'on suppose que l'hydrogène provient de sources qui ne produisent aucune émission de GES, ou que les émissions de GES sont capturées), les émissions diminuent de 3 360 kilotonnes dans le cas de l'hydrogène produit par RMV et de 3 370 kilotonnes dans le cas de l'hydrogène produit par électrolyse.

L'analyse de la modélisation révèle que la réduction des émissions de GES à la suite de l'arrivée sur le marché des technologies à l'hydrogène coûte assez cher la tonne à cause de l'effet combiné de la réduction limitée des émissions de GES qui se sont concrétisées et des coûts existants associés à la mise au point de technologies à l'hydrogène. Les incitations à la production et à la consommation réduisent de 25 % dans chaque cas les coûts d'immobilisations et d'exploitation, mais comme les technologies à l'hydrogène coûtent cher (au début, 50 % de plus que les immobilisations associées aux technologies classiques dans le secteur des transports), l'ordre de grandeur des fonds nécessaires pour réduire ces coûts est important.

Cette analyse révèle que la politique fiscale peut aider les technologies à l'hydrogène à s'implanter davantage dans le secteur commercial et ceux de la construction résidentielle et des transports. Dans tous les secteurs et dans toutes les régions du Canada, la mise en œuvre de politique fiscale entraîne une augmentation de la demande en énergie associée aux technologies à l'hydrogène. Ce résultat est vrai en chiffres absolus et aussi en pourcentage de l'énergie totale, les technologies à l'hydrogène capturant une part plus importante de l'énergie totale lorsque les politiques budgétaires sont en vigueur. En dépit de ces résultats, la pénétration des marchés par les technologies à l'hydrogène demeure relativement faible et la réduction ainsi obtenue des émissions de GES est aussi relativement faible, même si l'on tient compte des politiques budgétaires.

## 2 LEÇONS TIRÉES DE L'ÉTUDE DE CAS

Dans le cas des technologies à l'hydrogène, l'objectif chronologique de cet exercice de modélisation est jugé lointain, comparativement aux technologies envisagées dans d'autres études de cas liées à l'écologisation de la fiscalité (EF) de la TRNEE (c.-à-d. aux études de cas portant sur des technologies efficaces en énergie et technologies de l'énergie renouvelable). Compte tenu des paramètres actuels de la technologie, même avec un objectif de 30 ans, la pénétration des marchés par les technologies à l'hydrogène est relativement faible. Une baisse des coûts et des améliorations des technologies à l'hydrogène les rendraient plus compétitives.

- 1 Étant donné la longueur des calendriers associés aux technologies à l'hydrogène, la réduction des émissions de GES qui en découleront se produiront aussi, nécessairement, sur une longue période.
- 2 L'implantation réussie des technologies à l'hydrogène sur les marchés ne garantit pas de réductions importantes des émissions de GES. Il est crucial de tenir compte du combustible d'origine et de la filière énergétique si l'hydrogène doit faire partie d'un plan de réduction des émissions de GES. Si l'on veut étendre la pénétration du marché par les technologies à l'hydrogène et réduire en même temps les émissions de GES, il faut alors concentrer les efforts sur les sources d'hydrogène à faible émission (p. ex. énergie renouvelable, reformeurs de gaz naturel et systèmes de captage des émissions de carbone).

- 3 Le coût et les obstacles techniques demeurent importants dans le cas de certaines technologies et devraient le demeurer pendant 10 à 20 ans encore<sup>1</sup>.
- 4 Compte tenu du coût actuel des technologies à l'hydrogène, qui représente un obstacle, une réduction des émissions de GES coûte très cher. Si la politique fiscale vise principalement à réduire sous peu les émissions de GES, il sera probablement plus rentable de concentrer les efforts sur d'autres méthodes de réduction plutôt que sur les technologies à l'hydrogène.
- 5 Il peut être des plus efficaces de concentrer sur les améliorations technologiques (R-D, projets de démonstration) et les réductions des coûts, les politiques budgétaires qui visent à accroître la pénétration des technologies à l'hydrogène sur les marchés. Comme signalé au point 2, l'application des politiques budgétaires aux technologies à l'hydrogène ne garantira pas nécessairement une réduction des émissions de GES, sauf si la conception de la politique tient compte du combustible source et de la filière énergétique.
- 6 Dans le secteur des transports, il faudra concentrer les efforts, non seulement, sur les réductions des coûts et les améliorations de l'efficacité pour accroître la pénétration des technologies à l'hydrogène sur les marchés, mais aussi sur l'offre et la disponibilité de l'hydrogène et de véhicules à hydrogène. Les politiques budgétaires qui visent les fabricants et les détaillants pourront avoir un rôle à jouer à cet égard, même s'il échappe à la portée de la présente analyse.
- 7 Les tendances à l'étranger, comme aux États-Unis, au Japon et en Allemagne, exerceront une forte influence sur la mise en valeur des technologies à l'hydrogène au Canada. Même si la présente analyse n'a pas tenu compte de ces tendances, il est utile de ne pas oublier ces facteurs dans l'interprétation des résultats.
- 8 Sur le plan de la méthodologie, l'étalonnage du modèle Énergie 2020 en fonction de *Perspectives des émissions du Canada : Une mise à jour* (PECM)<sup>2</sup> alourdit l'incertitude inhérente aux résultats de la modélisation. Nous savons déjà que les prix des carburants et des combustibles contenus dans le document sont faux. On ne connaît pas l'effet de cette erreur sur les résultats du modèle.
- 9 Les données comportent des lacunes en ce qui concerne les paramètres de la technologie et les prédictions de la disponibilité des marchés pour les technologies à l'hydrogène. Dans le cas d'une technologie qui n'est pas encore disponible dans le commerce ou même dans le monde réel, les hypothèses relatives, aux coûts et au rendement reposent souvent sur les meilleures prédictions des chercheurs et des créateurs dans le domaine de la technologie. Ces paramètres comportent donc beaucoup d'incertitude. Les résultats de la modélisation sont aussi très tributaires des hypothèses posées au sujet du moment où des technologies en particulier seront offertes sur le marché et de l'accès aux services auxiliaires comme l'infrastructure de ravitaillement. Le moment où ces nouvelles technologies deviendront disponibles se prête à toutes sortes de prédictions et d'hypothèses.

<sup>1</sup> Selon l'*Hydrogen Posture Plan* du Département de l'Énergie des États-Unis, on prévoit après 2020 seulement l'arrivée de véhicules personnels à l'hydrogène sur le marché des transports. L'utilisation de l'hydrogène dans les parcs commerciaux et la cogénération distribuée suivent le même calendrier.

<sup>2</sup> Groupe d'analyse et de modélisation, *Perspectives des émissions du Canada : Une mise à jour* (Ottawa, Processus national pour le changement climatique, décembre 1999).



## D. BIBLIOGRAPHIE CHOISIE

- Agence internationale de l'énergie, *World Energy Investment Outlook 2003* (Paris, AIE, 2003).
- Battelle Memorial Institute, *Global Energy Technology Strategy: Addressing Climate Change*. Initial Findings from an International Public–Private Collaboration. (Washington, D.C., Battelle, n.d.).
- Berry, Trent, « Macroeconomic Impacts of Fiscal Policy Promoting Long-term Decarbonization in Canada », document de travail préparé pour la Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie, août 2004.
- Canadian Energy Research Institute, « Continental Energy Sector Issues », document de travail préparé pour la Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie, mars 2004.
- Comité consultatif de RNCAN sur la ST énergétique, *Innovation in Canada: Submission* [en ligne]. Consulté le 16 mars 2005 à : <<http://innovation.gc.ca/>>.
- Comité d'innovation de l'industrie de l'environnement *The Environment Industry and Innovation: A Response to Canada's Innovation Strategy* (juillet 2002). [publisher/city?]
- Distributed Generation Industry Task Force Steering Committee, *Decentralizing Energy Security in Ontario: Task Force Report on Distributed Generation* (26 août 2003). [publisher/city?]
- Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, *International Energy Outlook 2003* (Washington, D.C., DOE, 2003).
- Estill, Glen, et Doug Duimering, *La fabrication commerciale d'éoliennes au Canada* (Ottawa, Association canadienne de l'énergie éolienne, avril 2003).
- Fuel Cells Canada, *The Canadian Fuel Cell Industry: World Leading Innovation Today and Tomorrow*, rapport présenté dans le cadre de la Stratégie d'innovation du Canada (2003) [en ligne]. Accessible à : <[www.innovation.gc.ca/gol/innovation/site.nsf/en/in02319.html](http://www.innovation.gc.ca/gol/innovation/site.nsf/en/in02319.html)>.
- Global Change Strategies International, « Energy and Climate Change—Review and Assessment of National Plan », document de travail présenté pour la Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie, 31 mars 2004.
- Gouvernement du Canada, Discours du premier ministre en réponse au Discours du Trône, 3 février 2004.
- , Discours du Trône 2004, 2 février 2004.
- Harrington, Winston, et Richard D. Morgenstern, « Economic Incentives versus Command and Control: What's the Best Approach for Solving Environmental Problems? », *Resources for the Future* (automne/hiver 2004).
- Her Majesty's Customs and Excise (U.K.), *A general guide to climate change levy* (March 2002) [en ligne]. Accessible à : <[www.hmce.gov.uk](http://www.hmce.gov.uk)>; et *Climate Change Agreements* [en ligne]. Accessible à : <[www.defra.gov.uk/environment/ccl/intro.htm](http://www.defra.gov.uk/environment/ccl/intro.htm)>. Consultés tous les deux le 30 octobre 2004.
- Horne, Matt, « Canadian Renewable Electricity Development: Employment Impacts », préparé pour le Pembina Institute for Appropriate Development, 2004.
- Industrie Canada, Direction des affaires environnementales, *Stratégie de développement durable pour 2003-2006* (Ottawa, Industrie Canada, 2003).
- , *The Kyoto Protocol and Industry Growth Opportunities: Input to the AMG Working Group* (Ottawa, Industrie Canada, April 25, 2002).
- , L'industrie canadienne de l'environnement : un survol (Ottawa, Industrie Canada, janvier 2002).
- , *World Energy Outlook 2002* (Paris, AIE, 2002).
- Jaccard, Mark, Nik Rivers et Matt Horne, *The Morning After: Optimal Greenhouse Gas Policies for Canada's Kyoto Obligations and Beyond*, C.D. Howe Institute Commentary, No. 197 (mars 2004).
- Jochem, E., et R. Madlener, *The Forgotten Benefits of Climate Change Mitigation: Innovation, Technological Leapfrogging, Employment, and Sustainable Development* (Paris, OCDE, 2003).
- Marbek Resource Consultants et Resources for the

- Future, *Case Study on Renewable Grid-Power Electricity* (Ottawa, TRNEE, 2004).
- M.K. Jaccard & Associates, *Étude de cas sur l'efficacité énergétique* (Ottawa, TRNEE, 2004).
- Office national de l'énergie, *L'avenir énergétique du Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025* (Ottawa, Office national de l'énergie, 2003).
- New Directions Group, *Criteria and Principles for the Use of Voluntary or Non-regulatory Initiatives to Achieve Environmental Policy Objectives* (4 novembre 1997).
- Organisation de coopération et de développement économiques, *Perspectives de l'environnement de l'OCDE pour 2004*, (Paris, OCDE, 2004).
- , *Environmental Taxes and Competitiveness: An Overview of Issues, Policy Options, and Research Needs* (Paris, OCDE, 2003).
- , *Les approches volontaires dans les politiques de l'environnement : efficacité et combinaison avec d'autres instruments d'intervention* (Paris: OECD, 2003).
- , *Les taxes liées à l'environnement dans les pays de l'OCDE : problèmes et stratégies* (Paris, OCDE, 2001).
- Ontario Medical Association, *The Illness Costs of Air Pollution in Ontario: A Summary of Findings* (juin 2000) [en ligne]. Consulté le 27 octobre 2004 à : <[www.oma.org/phealth/icap.htm](http://www.oma.org/phealth/icap.htm)>.
- Pembina Institute for Appropriate Development and the Canadian Energy Research Institute, *Case Study on the Role of Ecological Fiscal Reform in Hydrogen Development* (Ottawa, TRNEE, 2004).
- (S&T)<sup>2</sup> Consultants Inc., « Hydrogen Pathways, Greenhouse Gas Emissions and Energy Use », préparé pour Piles à combustible Canada, décembre 2003.
- Smith, Stephen, *Environmental Taxes and Competitiveness: An Overview of Issues, Policy Options, and Research Needs* (Paris, OCDE, 2003).
- Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie, *Reducing Sulphur Emissions from Heavy Fuel Oil Use—A Quantitative Assessment of Economic Instruments*, Document de travail (Ottawa, TRNEE, 2003).
- , *Vers un programme canadien de l'écologisation de la fiscalité : les premiers pas* (Ottawa, NRTEE, 2002).
- Tampier, Martin, « Background Document for the Green Power Workshop Series, Workshop 5 », préparé pour Pollution Probe and the Summerhill Group, avril 2004.
- , « Background Document for the Green Power Workshop Series, Workshop 4 », préparé pour Pollution Probe and the Summerhill Group, février 2004, p. 15.

## E. PARTICIPANTS AU PROGRAMME

---

*Remarque : comme ce programme s'est déroulé sur plusieurs années, certains participants peuvent avoir changé de titre ou d'organisation durant cette période.*

### **Réunions du Groupe de délimitation, étude de cas sur l'hydrogène – 28 mai 2003, 13 janvier 2004, 7 avril 2004**

---

***Bélanger, Jean***

(Membre de la TRNEE) Président,  
Programme EF et énergie  
TRNEE  
Ottawa, Ont.

***Belletrutti, Jack***

Vice-président  
Institut canadien des produits pétroliers  
Ottawa, Ont.

***Bhargava, Abba***

Directeur principal, Modélisation  
Énergie-Environnement  
Canadian Energy Research Institute  
Calgary, Alb.

***Bose, Tapan K.***

Président  
L'Association canadienne de l'hydrogène  
Toronto, Ont.

***Bowie, Bruce***

Directeur général,  
Direction générale d'énergie et de la marine  
Industrie Canada  
Ottawa, Ont.

***Cairns, Stephanie***

Consultante/rédactrice  
Wrangellia Consulting  
Victoria, C.-B.

***Campbell, Liza***

Consultante en gestion durable  
Ottawa, Ont.

***Curran, Kim***

Chef de marché – Secteur technique,  
activité Chimie et Raffinage  
Air Liquide Canada Inc.  
Ottawa, Ont.

***Desgagné, Annie***

Agente de commerce principale,  
Direction de l'énergie  
Industrie Canada  
Ottawa, Ont.

***Fairlie, Matthew J.***

Directeur général  
Fairfield Group – Fairfield Farm  
Shelburne, Ont.

***Kauling, Dick***

Directeur du groupe de l'ingénierie,  
Intégration des carburants de rechange  
General Motors of Canada Ltd.  
Oshawa, Ont.

***Kosteltz, Anthony***

Chef, Initiatives sur le changement climatique,  
Technologies et industrie  
Environnement Canada  
Ottawa, Ont.

***Long, Alex***

Associé à la recherche, Programme EF et énergie  
TRNEE  
Ottawa, Ont.

***MacDonell, Glenn***

Directeur, Énergie, Direction de l'énergie  
Industrie Canada  
Ottawa, Ont.

***McGuinty, David J.***

Président-Directeur général  
TRNEE  
Ottawa, Ont.

***McMillan, Roderick S.***

Agent principal de recherche,  
Technologies électrochimiques  
Institut de technologie des procédés  
chimiques et de l'environnement  
Conseil national de recherches Canada  
Ottawa, Ont.

***Minns, David E.***

Conseiller spécial,  
Technologies du développement durable  
Conseil national de recherches Canada  
Ottawa, Ont.

***Nyberg, Eugene***

Secrétaire général et directeur des opérations  
TRNEE  
Ottawa, Ont.

***Patenaude, Lynne***

Ingénieure principale des programmes,  
Pétrole, gaz et énergie  
Environnement Canada  
Ottawa, Ont.

***Robles, Lindsay***

Économiste, Ressources, énergie et environnement –  
Développement économique et finances intégrées  
Finances Canada  
Ottawa, Ont.

***Rou, Jesse***

Analyste en matière d'écotechnologies,  
Service des éco-solutions pour entreprises  
Pembina Institute for Appropriate Development  
Calgary, Alb.

***Samak, Qussai***

(Membre de la TRNEE) Conseiller syndical  
Confédération des syndicats nationaux  
Montréal, Qué.

***Scepanovic, Vesna***

Gestionnaire de programme –  
Hydrogène et Piles à combustible  
Centre de la technologie de l'énergie  
de CANMET – Ottawa  
Ressources Naturelles Canada  
Ottawa, Ont.

***Schingh, Marie***

Gestionnaire, Mesures environnementales,  
Pétrole, gaz et énergie  
Environnement Canada  
Ottawa, Ont.

***Taylor, Amy***

Directrice, Écologisation de la fiscalité  
Pembina Institute for Appropriate Development  
Canmore, Alb.

***Watters, David B.***

Consultant  
Global Advantage Consulting  
Ottawa, Ont.

***Wood, Alexander***

Conseiller en politiques, Programme EF et énergie  
TRNEE  
Ottawa, Ont.

***Réunions du Groupe de délimitation, étude  
de cas sur l'électricité renouvelable – 3 juin  
2003, 14 janvier 2004, 6 avril 2004***

---

***Andres, Philipp***

Premier vice-président et directeur général  
Vestas Canadian Wind Technology Inc.  
Kincardine, Ont.

***Bailey, Margaret***

Conseillère principale, Énergies renouvelables et  
développement durable  
Industrie Canada  
Ottawa, Ont.

***Bélanger, Jean***

(Membre de la TRNEE) Président,  
Programme EF et énergie  
TRNEE  
Ottawa, Ont.

***Cairns, Stephanie***

Consultante/Rédactrice  
Wrangellia Consulting  
Victoria, C.-B.

***Campbell, Liza***

Consultante en gestion durable  
Ottawa, Ont.

***DiQuinzio, Daniel***

Fiscaliste  
Hydro-Québec  
Québec, Qué.

***Eggertson, Bill***

Directeur général  
Société canadienne de l'énergie du sol  
Ottawa, Ont.

***Favreau, Gilles***

Chargé d'équipe enjeux réglementaires  
Hydro-Québec  
Québec, Qué.

***Gagné, Éric***

Agent de soutien – Développement durable  
Direction générale d'énergie et de la marine  
Industrie Canada  
Ottawa, Ont.

***Goldberger, Dan J.***

Président  
New Paradigm Capital Corp.  
Toronto, Ont.

***Goodlet, Warren***

Économiste, Ressources, énergie et environnement  
Finances Canada  
Ottawa, Ont.

***Hetherington, Deirdre***

Analyste, Politique sur l'énergie renouvelable,  
Division de l'énergie renouvelable et électrique  
Ressources Naturelles Canada  
Ottawa, Ont.

***Hornung, Robert***

Président  
Association canadienne de l'énergie éolienne  
Ottawa, Ont.

***Long, Alex***

Associé à la recherche, Programme EF et énergie  
TRNEE  
Ottawa, Ont.

***Lagos, Julio***

Conseiller, Affaires environnementales  
Association canadienne de l'électricité  
Toronto, Ont.

***McCauley, Steve***

Directeur, Pétrole, gaz et énergie  
Environnement Canada  
Ottawa, Ont.

***McGarrigle, Paula***

Administratrice, Renouvelables  
Shell Canada limitée  
Calgary, Alb.

***McMonagle, Rob***

Directeur exécutif  
Association des industries solaires du Canada  
Ottawa, Ont.

***Ogilvie, Kenneth B.***

(Membre de la TRNEE) Directeur général  
Pollution Probe  
Toronto, Ont.

***Olewiler, Nancy***

Professeure, Faculté d'économie –  
Programme de politique publique  
Université Simon Fraser  
Burnaby, C.-B.

***Painchaud, Guy***

Président sortant et directeur  
Association canadienne d'énergie éolienne (ACEE)  
Québec, Qué.

***Patenaude, Lynne***

Ingénieure principale des programmes,  
Pétrole, gaz et énergie  
Environnement Canada  
Ottawa, Ont.

***Paterson, Murray***

Directeur, Développement d'affaires,  
Division Evergreen Energy  
Ontario Power Generation  
Toronto, Ont.

***Robillard, Paul***

Partenaire  
Marbek Resource Consultants  
Ottawa, Ont.

***Samak, Qussai***

(Membre de la TRNEE) Conseiller syndical  
Confédération des syndicats nationaux  
Montréal, Qué.

***Sawyer, David***

Économiste consultant  
Marbek Resource Consultants  
Ottawa, Ont.

***Watters, David B.***

Consultant  
Global Advantage Consulting  
Ottawa, Ont.

***Whittaker, Sean***

Consultant  
Marbek Resource Consultants  
Ottawa, Ont.

***Wood, Alexander***

Conseiller en politiques, Programme EF et énergie  
TRNEE  
Ottawa, Ont.

***Réunions du Groupe de délimitation, étude  
de cas sur l'efficacité énergétique – 18 juin  
2003, 15 janvier 2004, 5 avril 2004***

---

***Bélangier, Jean***

(Membre de la TRNEE) Président,  
Programme EF et énergie  
TRNEE  
Ottawa, Ont.

***Cairns, Stephanie***

Consultante/Rédactrice  
Wrangellia Consulting  
Victoria, C.-B.

***Campbell, Liza***

Consultante en gestion durable  
Ottawa, Ont.

***Chantraine, Peter***

Gestionnaire, Électricité, conservation de l'énergie,  
recyclage et affaires environnementales  
DuPont Canada Inc.  
Kingston, Ont.

***Dunsky, Philippe U.***

Directeur et chercheur principal  
Centre Hélios  
Montréal, Qué.

***Goodlet, Warren***

Économiste, Ressources, énergie et environnement  
Finances Canada  
Ottawa, Ont.

***Hornung, Robert***

Président  
Association canadienne de l'énergie éolienne  
Ottawa, Ont.

***Hughes, Stephen M.***

Conservation de l'énergie  
DuPont Canada Inc.  
Mississauga, Ont.

***Jago, Philip B.***

Chef, Programme d'efficacité énergétique  
du secteur industriel  
Office de l'efficacité énergétique  
Ressources Naturelles Canada  
Ottawa, Ont.

***Lansbergen, Paul***

Directeur, Fiscalité et questions commerciales  
Association des produits forestiers du Canada  
Ottawa, Ont.

***Lemay, Andy***

Analyste en matière d'énergie  
Inco Ltd.  
Copper Cliff, Ont.

***Long, Alex***

Associé à la recherche, Programme EF et énergie  
TRNEE  
Ottawa, Ont.

***Macaluso, Nick***

Conseiller principal en politiques, Direction  
de l'économie des changements climatiques  
Environnement Canada  
Ottawa, Ont.

***Martel, Denis***

Analyste, Politique du développement  
économique et régional  
Bureau du Conseil Privé  
Ottawa, Ont.

***Norris, Tim***

Directeur, Division des programmes industriels  
Ressources Naturelles Canada  
Ottawa, Ont.

***Nyboer, John***

Associé à la recherche  
M.K. Jaccard and Associates  
New Westminster, C.-B.

***Oliver, Fiona***

Gestionnaire de programme  
Canadian Energy Efficiency Alliance  
Toronto, Ont.

***Podruzny, Dave F.***

Directeur principal, Affaires et économie  
Association canadienne des fabricants de  
produits chimiques  
Ottawa, Ont.

***Rahbar, Shahrzad***

Vice-présidente, Stratégie et Opérations  
Association canadienne du gaz  
Ottawa, Ont.

***Raphals, Phil***

Directeur  
Centre Hélios  
Montréal, Qué.

***Rouse, Scott***

Associé directeur général  
Energy @ Work  
Toronto, Ont.

***Sadownik, Bryn***

Associé à la recherche  
M.K. Jaccard and Associates  
New Westminster, C.-B.

***Samak, Qussai***

(Membre de la TRNEE) Conseiller syndical  
Confédération des syndicats nationaux  
Montréal, Qué.

***Versfeld, Kees***

Chef de la gestion de l'énergie  
Syncrude Canada Ltd.  
Fort McMurray, Alb.

**Watters, David B.**

Consultant  
Global Advantage Consulting  
Ottawa, Ont.

**Wood, Alexander**

Conseiller en politiques, Programme EF et énergie  
TRNEE  
Ottawa, Ont.

**Réunion sur la recherche et la méthodologie  
– 14 janvier 2004**

---

**Bélanger, Jean**

(Membre de la TRNEE) Président,  
Programme EF et énergie  
TRNEE  
Ottawa, Ont.

**Bhargava, Abba**

Directeur principal, Modélisation  
Énergie-Environnement  
Canadian Energy Research Institute  
Calgary, Alb.

**Cairns, Stephanie**

Consultante/Rédactrice  
Wrangellia Consulting  
Victoria, C.-B.

**Campbell, Liza**

Consultante en gestion durable  
Ottawa, Ont.

**Haybow, Ian**

Chef, Équipe Analyse et modélisation de l'offre  
Division de l'analyse et modélisation  
Ressources Naturelles Canada  
Ottawa, Ont.

**Long, Alex**

Associé à la recherche, Programme EF et énergie  
TRNEE  
Ottawa, Ont.

**Macaluso, Nick**

Conseiller principal en politiques, Direction  
de l'économie des changements climatiques  
Environnement Canada  
Ottawa, Ont.

**Olewiler, Nancy**

Professeure, Faculté d'économie –  
Programme de politique publique  
Université Simon Fraser  
Burnaby, C.-B.

**Robillard, Paul**

Partenaire  
Marbek Resource Consultants  
Ottawa, Ont.

**Row, Jesse**

Analyste en matière d'écotechnologies,  
Service des éco-solutions pour entreprises  
Pembina Institute for Appropriate Development  
Calgary, Alb.

**Sadownik, Bryn**

Associé à la recherche  
M.K. Jaccard and Associates  
New Westminster, C.-B.

**Samak, Qussai**

(Membre de la TRNEE) Conseiller syndical  
Confédération des syndicats nationaux  
Montréal, Qué.

**Sawyer, David**

Économiste consultant  
Marbek Resource Consultants  
Ottawa, Ont.

**Taylor, Amy**

Directrice, Écologisation de la fiscalité  
Pembina Institute for Appropriate Development  
Canmore, Alb.

**Watters, David B.**

Consultant  
Global Advantage Consulting  
Ottawa, Ont.

**Wood, Alexander**

Conseiller en politiques, Programme EF et énergie  
TRNEE  
Ottawa, Ont.

**Participants à l'atelier –  
12 et 13 octobre 2004**

---

**Bailey, Margaret**

Conseillère principale, Énergies renouvelables et  
développement durable  
Industrie Canada  
Ottawa, Ont.

**Bélanger, Jean**

(Membre de la TRNEE) Président,  
Programme EF et énergie  
TRNEE  
Ottawa, Ont.

***Belletrutti, Jack***

Vice-président  
Institut canadien des produits pétroliers  
Ottawa, Ont.

***Bennett, David***

Directeur national  
Service de la santé, de la sécurité et  
de l'environnement  
Congrès du travail du Canada  
Ottawa, Ont.

***Bennett, John***

Conseiller principal en politiques,  
Campagne Atmosphère et énergie  
Sierra Club of Canada  
Ottawa, Ont.

***Boston, Alex***

Spécialiste principal du changement climatique  
Fondation David Suzuki  
Vancouver, C.-B.

***Brown, James D.***

Conseiller principal, Changement climatique  
Shell Canada limitée  
Calgary, Alb.

***Bruchet, Douglas***

Premier vice-président  
Recherche d'énergie environnementale  
Canadian Energy Research Institute  
Calgary, Alb.

***Cairns, Stephanie***

Consultante/Rédactrice  
Wrangellia Consulting  
Victoria, C.-B.

***Carpentier, Chantal Line***

Chef de programme, Environnement,  
économie et commerce  
Commission de coopération environnementale  
Montréal, Qué.

***Cloghesy, Michael***

Président  
Centre patronal de l'environnement du Québec  
Montréal, Qué.

***Comeau, Louise***

Présidente et chef de la direction  
Piles à combustible Canada  
Ottawa, Ont.

***Crandlemire, Allan***

Directeur, Transport et utilisation de l'énergie  
Ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse  
Halifax, N.-É.

***Dixon, Richard***

Conseiller principal, Intelligence stratégique  
Ministère de l'Environnement de l'Alberta  
Edmonton, Alb.

***Down, Erin***

Consultant  
Stratos Inc.  
Ottawa, Ont.

***Fink, Sylvestre***

Analyste de politiques, Questions environnementales  
Fédération canadienne des municipalités  
Ottawa, Ont.

***Gagnon, Luc***

Conseiller principal, Changement climatique  
Hydro-Québec  
Québec, Qué.

***Goodlet, Warren***

Économiste, Ressources, énergie et environnement  
Finances Canada  
Ottawa, Ont.

***Green, Christopher***

Professeur d'économie  
Université McGill  
Montréal, Qué.

***Greene, George***

Président  
Stratos Inc.  
Ottawa, Ont.

***Guimond, Pierre A.***

Directeur  
Liaison avec le gouvernement fédéral  
Ontario Power Generation Inc.  
Ottawa, Ont.

***Higgins, Steve***

Conseiller en politiques  
Association des industries solaires du Canada  
Ottawa, Ont.

***Hnatyshyn, John G.***

Chef d'équipe  
Équipe des politiques-cadres  
Industrie Canada  
Ottawa, Ont.



***Hornung, Robert***

Président  
Association canadienne de l'énergie éolienne  
Ottawa, Ont.

***Hyndman, Rick***

Conseiller principal en politiques,  
Changement climatique  
Association canadienne des produits pétroliers  
Calgary, Alb.

***Isaacs, Eddy***

Directeur général  
Alberta Energy Research Institute  
Edmonton, Alb.

***Lemay, Andy***

Analyste en énergie  
Inco Ltd.  
Copper Cliff, Ont.

***Lewkowitz, Michael A.B.***

Partenaire  
Quantum Leap Company Limited  
Toronto, Ont.

***Long, Alex***

Associé à la recherche, Programme EF et énergie  
TRNEE  
Ottawa, Ont.

***MacDonald, Daniel***

Agent de la législation de l'impôt, Direction de la  
politique de l'impôt  
Finances Canada  
Ottawa, Ont.

***Martin, Alice***

Directeur socio-économique – APCA  
Athabasca Tribal Council  
Fort McMurray, Alb.

***McCuaig-Johnston, Margaret***

Sous-ministre adjointe  
Secteur de la technologie et des  
programmes énergétiques  
Ressources Naturelles Canada  
Ottawa, Ont.

***McKeever, Garry***

Coordinateur, Économie de l'énergie  
Ministère de l'Énergie de l'Ontario  
Toronto, Ont.

***Mead, Harvey L.***

(Membre de la TRNEE) Président, TRNEE  
Québec, Qué.

***Meadowcroft, James***

Professeur, Politique publique et Administration  
Université Carleton  
Ottawa, Ont.

***Minns, David E.***

Conseiller spécial, Technologies du  
développement durable  
Conseil national de recherches Canada  
Ottawa, Ont.

***Murphy, Michael***

Premier vice-président – Politiques  
La chambre de commerce du Canada  
Ottawa, Ont.

***Nantais, Mark A.***

Président  
Association canadienne des constructeurs de véhicules  
Toronto, Ont.

***Napier, Lorne***

Coordonnateur de programme,  
Terres et environnement  
Denedeh National Office  
Yellowknife, T.-N.-O.

***Nyberg, Eugene***

Président et premier dirigeant par intérim  
TRNEE  
Ottawa, Ont.

***Padfield, Christopher***

Analyste, Politique du développement  
économique et régional  
Bureau du Conseil Privé  
Ottawa, Ont.

***Podrutzny, Dave F.***

Directeur principal, Affaires et économie  
Association canadienne des fabricants  
de produits chimiques  
Ottawa, Ont.

***Pollock, David***

Executive Director  
La Fondation BIOCAP Canada  
Kingston, Ont.

***Porteous, Hugh***

Directeur, Recherche et relations d'entreprise  
Alcan Inc.  
Ottawa, Ont.

**Potter, Mark**

Économiste principal  
Division de la politique de  
développement économique  
Finances Canada  
Ottawa, Ont.

**Rabbar, Shabrizad**

Vice-présidente, Stratégie et Opérations  
Association canadienne du gaz  
Ottawa, Ont.

**Raphals, Phil**

Directeur  
Centre Hélios  
Montréal, Qué.

**Rivers, Nic**

Associé à la recherche,  
Groupe de recherche Énergie et matériaux  
Université Simon Fraser  
Burnaby, C.-B.

**Runnalls, David**

Président-directeur général  
Institut international du développement durable  
Winnipeg, MB

**Russell, Douglas**

Président  
Global Change Strategies International Inc.  
Ottawa, Ont.

**Sadik, Pierre**

Directeur  
Coalition du budget vert  
Ottawa, Ont.

**Sawyer, David**

Économiste consultant  
Marbek Resource Consultants  
Ottawa, Ont.

**Schwartz, Sandra**

Conseillère en politiques, Cabinet du ministre  
Environnement Canada  
Ottawa, Ont.

**Scott, Allison**

Sous-ministre  
Ministère de l'Énergie de Nouvelle-Écosse  
Halifax, N.-É.

**Sharpe, Victoria J.**

Présidente-directrice générale  
Technologies du développement durable  
Ottawa, Ont.

**Taylor, Amy**

Directrice, Écologisation de la fiscalité  
Pembina Institute for Appropriate Development  
Canmore, Alb.

**Toner, Glen**

Professeur, Administration publique  
Université Carleton  
Ottawa, Ont.

**Torrie, Ralph**

Partenaire  
Torrie Smith Associates Inc.  
Ottawa, Ont.

**Watters, David B.**

Consultant  
Global Advantage Consulting  
Ottawa, Ont.

**Wood, Alexander**

Conseiller en politiques, Programme EF et énergie  
TRNEE  
Ottawa, Ont.

## F. Notes

- 1 Cette lacune a été notée très récemment dans le rapport de l'Organisation de coopération et de développement économiques, Perspectives de l'environnement de l'OCDE pour 2004.
- 2 Battelle Memorial Institute, Global Energy Technology Strategy: Addressing Climate Change. Initial Findings from an International Public-Private Collaboration (Washington, D.C.: Battelle, n.d.), p. 27.
- 3 A. Jaffe, R. Newell et R. Stavins, « Environmental policy and technological change », Environmental and Resource Economics 22 (1-2) (2002), pp. 41-69.
- 4 Comité consultatif sur les sciences et la technologie énergétiques de Ressources naturelles Canada (RNCAN), L'innovation au Canada : Rapport de discussion [en ligne]. Consulté le 16 mars 2004 : <http://www.innovation.gc.ca/>.
- 5 Le scénario « Techno-Vert » sur l'innovation en matière d'environnement et de technologie de l'Office national de l'énergie prévoit que la part de l'offre des carburants primaires en 2025 sera la suivante : combustibles fossiles 69 p. cent (gaz naturel 31 p. cent, pétrole 27 p. cent, charbon 8 p. cent, gaz de pétrole liquéfiés 2 p. cent, éthane 1 p. cent) nucléaire 11 p. cent, hydroélectricité 10 p. cent, déchets de bois et liqueur de cuisson 6 p. cent, bois 1 p. cent, autres 1 p. cent. Office national de l'énergie, L'avenir énergétique du Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025 (Ottawa, Office national de l'énergie, 2003), p. 18.
- 6 L'« écart » en question est constitué par la différence entre ce à quoi le Canada s'est engagé en vertu du Protocole de Kyoto et ce qu'il produit aujourd'hui.
- 7 Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie, Vers un programme canadien d'écologisation de la fiscalité : les premiers pas (Ottawa, TRNEE, 2002).
- 8 Ces études de cas portaient sur l'assainissement du transport, les paysages agricoles et le mazout lourd.
- 9 Une énumération de certaines des mesures d'EF couramment employées au Canada se trouve à l'adresse <[www.fiscallygreen.ca/experience.html](http://www.fiscallygreen.ca/experience.html)>.
- 10 Organisation de coopération et de développement économiques, Les taxes liées à l'environnement dans les pays de l'OCDE : problèmes et stratégies (Paris, OCDE, 2001).
- 11 Gouvernement du Canada, Plan du Canada sur les changements climatiques, 21 novembre 2002 [en ligne], accessible à partir de l'adresse [http://www.climatechange.gc.ca/francais/canada/goc\\_historical.asp](http://www.climatechange.gc.ca/francais/canada/goc_historical.asp).
- 12 Organisation de coopération et de développement économiques, Perspectives de l'environnement de l'OCDE pour 2004 (Paris, OCDE, 2004).
- 13 Ministère des Finances, Le plan budgétaire de 2005 (Ottawa: Department of Finance, 2005) [en ligne]. Disponible à l'adresse <[www.fin.gc.ca](http://www.fin.gc.ca)>, p. 211.
- 14 W. Harrington et R.D. Morgenstern, « Economic Incentives versus Command and Control: What's the Best Approach for Solving Environmental Problems? », Resources for the Future (Automne/hiver 2004).
- 15 Martin Tampier, « Background Document for the Green Power Workshop Series, Workshop 4 », préparé pour Pollution Probe et Summerhill Group, février 2004, p. 15.
- 16 Pour une description des sources et des hypothèses sous-jacentes à ces chiffres, veuillez consulter le rapport de Marbek Resource Consultants et de Resources for the Future, Étude de cas sur l'électricité produite au moyen de technologies de l'énergie renouvelable reliées au réseau électrique principal et à faible impact, (Ottawa, TRNEE 2004).
- 17 Agence internationale de l'énergie, World Energy Outlook 2002 (Paris, AIE, 2002), p. 25.
- 18 Agence internationale de l'énergie, World Energy Investment Outlook 2003 (Paris, AIE, 2003), Chapitre 2.
- 19 Agence internationale de l'énergie, World Energy Outlook 2002 (Paris, AIE, 2002), p. 28.
- 20 Agence internationale de l'énergie, Renewables Information (Paris, AIE, 2003).
- 21 U.S. Department of Energy, Protecting National, Energy, and Economic Security with Advanced Science and Technology and Ensuring Environmental Cleanup, Department of Energy Strategic Plan (Washington, D.C., DOE, 6 août 2003).
- 22 Agence internationale de l'énergie, World Energy Investment Outlook 2003 (Paris, AIE, 2003), p. 406.
- 23 Ibid., p. 435.
- 24 Ibid., p. 428.
- 25 PricewaterhouseCoopers, Fuel Cells: The Opportunity for Canada (juin 2002) [en ligne]. Accessible à l'adresse <[www.pwc.com/extweb/ncsurvres.nsf/DocID/F7279B67D838C55685256BD1004B652B](http://www.pwc.com/extweb/ncsurvres.nsf/DocID/F7279B67D838C55685256BD1004B652B)>.
- 26 Quoted in Battelle Memorial Institute, Global Energy Technology Strategy: Addressing Climate Change. Initial Findings from an International Public-Private Collaboration (Washington, D.C., Battelle, n.d.). p. 30.
- 27 Global Change Strategies International, « Energy and Climate Change—Review and Assessment of National Plan », préparé pour la Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie, 31 mars 2004, p. 24.
- 28 Groupe d'étude sur l'approvisionnement et la conservation en matière d'électricité, Tough Choices: Addressing Ontario's Power Needs, Rapport final (Toronto, ministère de l'Énergie de l'Ontario, janvier 2004).

- 29 *Énergie, Science et Technologie Manitoba*, « Energy Development Initiative » [en ligne]. Consulté le 26 mai 2004 à l'adresse <[www.gov.mb.ca/est/energy/index.html](http://www.gov.mb.ca/est/energy/index.html)>.
- 30 *Ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick*, Politique énergétique du Nouveau-Brunswick, 2001, Livre blanc ; Remarques du ministre Bruce Fitch à l'occasion de la série d'ateliers Green Power in Canada Workshop Series, 1<sup>er</sup> octobre 2003 ; *Communications Nouveau-Brunswick*, « Un spécialiste du nucléaire examinera la centrale de Point Lepreau », 30 janvier 2004.
- 31 Martin Tampier, « Background Document for the Green Power Workshop Series, Workshop 5 », préparé pour Pollution Probe et le Summerhill Group, avril 2004.
- 32 Martin Tampier, « Background Document for the Green Power Workshop Series, Workshop 4 », préparé pour Pollution Probe et le Summerhill Group, février 2004, p. 27.
- 33 *Canadian Energy Research Institute*, « Continental Energy Sector Issues », préparé pour la Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie, mars 2004, p. 10.
- 34 *Ontario Medical Association*, The Illness Costs of Air Pollution in Ontario: A Summary of Findings (juin 2000) [en ligne]. Consulté le 27 octobre 2004 à l'adresse : <[www.oma.org/phealth/icap.htm](http://www.oma.org/phealth/icap.htm)>.
- 35 *Industrie Canada*, Direction des affaires environnementales, The Kyoto Protocol and Industry Growth Opportunities: Input to the AMG Working Group (Ottawa, Industrie Canada, 25 avril 2002).
- 36 *Ibid.* À noter que cette étude utilise un coût marginal pour les émissions de dioxyde de carbone se situant entre 56 et 120 \$ la tonne, alors que la fourchette de coûts indiquée par le Plan du Canada sur les changements climatiques de 2002 était de 10 à 50 \$ la tonne. En appliquant la fourchette de 56 à 120 \$ la tonne, l'étude d'Industrie Canada a révélé que l'investissement total à réaliser pour remplir les objectifs de Kyoto se situerait aux alentours de 100 à 400 milliards de dollars. L'impact d'un coût marginal de 25 \$ la tonne de dioxyde de carbone sur l'investissement et la production d'énergie a également été analysé ; on a constaté une chute de 40 p. cent de la valeur des possibilités, accompagnée d'importantes réductions de la quantité d'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables. On présume, toutefois, que cela ne devrait pas modifier la conclusion essentielle selon laquelle le Canada devrait importer la plupart des machines et de l'équipement requis pour satisfaire aux engagements plus sévères postérieurs à Kyoto.
- 37 G. Estill et D. Duimering, La fabrication commerciale d'éoliennes au Canada (Ottawa, Association canadienne de l'énergie éolienne, avril 2003).
- 38 *International Energy Agency*, World Energy Investment Outlook 2003 (Paris: IEA, 2003), p. 47.
- 39 *Gouvernement du Canada*, discours du Trône, février 2004.
- 40 Richard Adamson, premier vice-président, Mariah Energy Corporation, Victoria Sharpe, présidente et chef de la direction, Technologies du développement durable Canada, et commentaires d'audience du groupe de discussion sur l'environnement et l'énergie propre au Congrès, Sommet national sur l'innovation et l'apprentissage, Toronto, 18 et 19 2002.
- 41 Martin Tampier, « Background Document for the Green Power Workshop Series, Workshop 4 », préparé pour Pollution Probe and the Summerhill Group, février 2004, p. 24.
- 42 Matt Horne, « Canadian Renewable Electricity Development: Employment Impacts », préparé pour le Pembina Institute for Appropriate Development, 2004.
- 43 *Ibid.*
- 44 E. Jochem et R. Madlener, The Forgotten Benefits of Climate Change Mitigation: Innovation, Technological Leapfrogging, Employment, and Sustainable Development (Paris, OCDE, 2003), p. 19.
- 45 *Commentaires formulés lors des séances de discussion sur l'environnement et l'énergie propre dans le cadre du Sommet national sur l'innovation et l'apprentissage*, Toronto, 18 et 19 novembre 2002.
- 46 *Global Change Strategies International*, « Energy and Climate Change—Review and Assessment of National Plan », préparé pour la Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie, mars 2004, p. 27.
- 47 Pour une analyse plus approfondie de ce point, voir *ibid.*
- 48 *Organisation de coopération et de développement économiques*, Les approches volontaires dans les politiques de l'environnement : efficacité et combinaison avec d'autres instruments d'intervention (Paris: OECD, 2003), p. 14.
- 49 Par exemple, ceux formulés par New Directions Group dans « Criteria and Principles for the Use of Voluntary or Non-regulatory Initiatives to Achieve Environmental Policy Objectives » (4 novembre 1997).
- 50 Pour une discussion plus en profondeur, voir Trent Bery, « Macroeconomic Impacts of Fiscal Policy Promoting Long-term Carbon Emissions Reduction in Canada », document de travail préparé pour Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie, août 2004.
- 51 Renseignements tirés du site Web du PNCC : <[www.nccp.ca/NCCP/index\\_f.html](http://www.nccp.ca/NCCP/index_f.html)>.
- 52 *Organisation de coopération et de développement économiques*, Environmentally Related Taxes: Issues and Strategies (Paris, OCDE, 2001).

- 53 *Her Majesty's Customs and Excise (U.K.), A general guide to climate change levy (mars 2002) [en ligne]. Disponible à l'adresse : <[www.hmce.gov.uk](http://www.hmce.gov.uk)>; et Climate Change Agreements [en ligne]. Disponible à l'adresse : <[www.defra.gov.uk/environment/ccl/intro.htm](http://www.defra.gov.uk/environment/ccl/intro.htm)>. Les deux sites ont été consultés le 30 octobre 2004.*
- 54 *Ibid.*
- 55 *J. Farla et K. Blok, « Energy Conservation Investments of Firms », Industrial Energy Efficiency Policies: Understanding Success and Failure, [is this the title of the workshop or a proceedings?] atelier organisé par l'organisme International Network for Energy Demand Analysis in the Industrial Sector, Université d'Utrecht, Pays-Bas, en novembre 1998. La prime énergétique évaluée consistait en une aide sous forme de crédit d'impôt à grande échelle qui existait aux Pays-Bas entre 1980 et 1988, afin de stimuler les améliorations en matière d'efficacité énergétique et l'énergie renouvelable. Voir aussi D. Loughran et J. Kulich, « Demand-side Management and Energy Efficiency in the United States », The Energy Journal 25, 1 (2004), pp. 19–40. Cette étude de la gestion axée sur la demande (GAD) a examiné des données provenant de 324 entreprises de services publics au cours d'une période de onze ans. Elle a révélé que les dépenses de GAD ne ciblent pas bien les consommateurs qui n'envisagent pas de réaliser des investissements en matière d'efficacité énergétique, et c'est pour cette raison que la plupart des entreprises de services publics ont surestimé l'efficacité et sous-estimé les coûts de ces programmes. Voir aussi, M.K. Jaccard & Associates Inc, Comparison of How Absolute vs. Intensity-based GHG Emissions Reductions Strategies Might Affect Energy Efficiency Actions and Programs, préparé pour Ressources naturelles Canada, 2004. Cette étude de cas a examiné la part des « resquilleurs » des programmes de subvention pour les technologies des industries auxiliaires, les appareils utilisés dans les résidences comme les réfrigérateurs et les laveuses à linge, ainsi que l'équipement commercial comme l'éclairage et les technologies de refroidissement; l'étude a révélé que les resquilleurs constituaient entre 40 et 82 p. cent des bénéficiaires des subventions et que cette part était fonction de l'utilisation finale et de l'ampleur de la subvention — la proportion de resquilleurs décline lorsque les subventions sont plus élevées.*
- 56 *Inland Revenue (U.K.), 100 Per Cent First-Year Allowances for Cars with Low Carbon Dioxide Emissions and Natural Gas and Hydrogen Refuelling Equipment [en ligne]. Accessible à l'adresse <[www.inlandrevenue.gov.uk/capital\\_allowances/cars.htm](http://www.inlandrevenue.gov.uk/capital_allowances/cars.htm)>.*
- 57 *Ce dernier facteur sera à son tour touché par les technologies émergentes non reliées à l'énergie comme la sequestration du carbone.*
- 58 *Ce qui contraste avec les efforts qui ont été déployés aux États-Unis en vue de compiler un atlas des vents hautement détaillé afin de faciliter l'implantation de centrales éoliennes. Voir <<http://rredc.nrel.gov/wind/pubs/atlas>>.*
- 59 *Groupe d'analyse et de modélisation (GAM), Perspectives des émissions du Canada : Une mise à jour (Ottawa, Processus national sur le changement climatique, décembre 1999).*
- 60 *Gouvernement du Canada, Plan d'action du Canada sur les changements climatiques de 2000 (6 octobre 2000) [en ligne]. Accessible à : <[www.climatechange.gc.ca/english/canada/goc\\_historical.asp](http://www.climatechange.gc.ca/english/canada/goc_historical.asp)>.*
- 61 *Office of Technology Assessment, U.S. Congress, Industrial Energy Efficiency (Washington, D.C., U.S. Government Printing Office, 1993).*
- 62 *R. Pindyck, « Irreversibility, Uncertainty and Investment », Journal of Economic Literature 29, 3 (1991), pp. 1110–1152.*
- 63 *A. Jaffe et R. Stavins, « The Energy-Efficiency Gap: What Does It Mean? », Energy Policy 22, 10 (1994), pp. 804–810.*
- 64 *Ressources naturelles Canada, About Hydroelectric Energy [en ligne]. Accessible à : <[www.canren.gc.ca/tech\\_appl/index.asp?CaID=4&PgID=26](http://www.canren.gc.ca/tech_appl/index.asp?CaID=4&PgID=26)>.*
- 65 *Ces hypothèses ont été substantiellement mises à jour depuis 2000. Les prix de la plupart des produits énergétique ont été plus élevés que ce qui avait été envisagé dans Perspectives des émissions du Canada : Une mise à jour, qui a été rédigé dans le cadre du Processus national sur le changement climatique. En outre, des prévisions des émissions selon le scénario de maintien du statu quo en 2010 ont augmenté de 770 Mt, à 809 Mt en raison d'une plus forte croissance économique entre 1997 et 2000 que ce qui avait été prévu à l'origine, une mise en valeur accrue des sables bitumineux, une hausse de la production de gaz naturel, et des changements qui ont été opérés dans la composition de la production d'électricité. En outre, le prix du gaz naturel utilisé dans l'étude de 2000 est maintenant dépassé. Les résultats de modélisation qui découlent des études de cas sont très sensibles au prix du gaz naturel. Le Groupe d'analyse et de modélisation a récemment réalisé de nouvelles études fondées sur des hypothèses utilisant des intrants mises à jour (Groupe d'analyse et de modélisation). [need source doc title, pub details]*
- 66 *Produits chimiques, mines de charbon, minéraux industriels, fer et acier, mines, extraction du gaz naturel, autres secteurs de fabrication, extraction du pétrole brut, raffineries de pétrole, pâtes et papiers, fonte et affinage des métaux.*
- 67 *Alberta, Colombie-Britannique, Nouvelle-Écosse, Ontario et Québec.*
- 68 *E. Jochem et R. Madlener, The Forgotten Benefits of Climate Change Mitigation: Innovation, Technological Leapfrogging, Employment, and Sustainable Development (Paris, OCDE, 2003).*

- 69 *Résumé du Tableau S-1 qui figure dans : L'inventaire national des émissions de gaz à effet de serre au Canada, 1990-2000, (Ottawa, Environnement Canada, 2002). Comprend les émissions de combustion, les émissions fugitives et les émissions de procédé dans les catégories suivantes : industries des combustibles fossiles, exploitation minière, fabrication, total des émissions fugitives, total des procédés industriels.*
- 70 *Ressources naturelles Canada, Guide de données sur la consommation d'énergie des utilisations finales de 1990 à 2000, (Ottawa, RNCAN, 2003), p. 12.*
- 71 *Ibid., p. 11.*
- 72 *Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie, Development of Greenhouse Gas Intensity Indicators for Canadian Industry 1990 to 2002 (Burnaby, B.C., CCDACFEI, 2004).*
- 73 *M. Nanduri, J. Nyboer et M. Jaccard, « Aggregating Physical Intensity Indicators: Results of Applying the Composite Indicator Approach to the Canadian Industrial Sector », Energy Policy 30 (2002), pp. 151-137.*
- 74 *Les prévisions concernant les économies d'énergie vise la phase II comparativement à « l'apport naturel ». Les potentiels techniques pour chaque secteur étaient les suivants : pâtes et papiers 25 p. cent; raffinage du pétrole, 7 p. cent; exploitation minière, 3 p. cent; fer et acier, 14 p. cent; produits chimiques, 8 p. cent; minéraux industriels, 11 p. cent. MK Jaccard and Associates et Willis Energy Services Ltd, Industrial Energy End-Use Analysis & Conservation Potential in Six Major Industries in Canada, rapport préparé pour Ressources naturelles Canada, 1996.*
- 75 *Les émissions directes renvoient aux émissions produites par des sources qui sont la propriété de l'entreprise ou dont elle exerce le contrôle; les émissions indirectes sont celles qui sont liées à la production d'électricité, de chaleur ou de vapeur, qui sont soit importées ou achetées, ou les deux.*
- 76 *Élaboré par le Energy and Materials Research Group de l'Université Simon Fraser.*
- 77 *Trent Berry, « Macroeconomic Impacts of Fiscal Policy Promoting Long-term Decarbonization in Canada », document de travail préparé pour la Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie, août 2004.*
- 78 *Escomptée en dollars de 2004 à un taux d'actualisation public de 10 p. cent.*
- 79 *Interlaboratory Working Group, Scenarios for a Clean Energy Future (Oak Ridge, Tenn., Oak Ridge National Laboratory, et Berkeley, Calif.: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2000), Section 5.21.*
- 80 *Table de l'industrie, survol, Rapport sur les options (Ottawa : Processus national sur le changement climatique, 2000), p. 20.*
- 81 *Selon la conception de l'instrument fiscal, l'efficacité énergétique peut ne pas être l'option d'atténuation choisie pour répondre à la politique.*
- 82 *Organisation de coopération et de développement économiques, Environmental Taxes and Competitiveness: An Overview of Issues, Policy Options, and Research Needs (Paris, OCDE, 2003).*
- 83 *Martin Tampier, « Background Document for the Green Power Workshop Series, Workshop 5 », préparé pour Pollution Probe and the Summerhill Group, avril 2004, Chapter 4.*
- 84 *Ibid.*
- 85 *Pour une description des sources et des hypothèses sous-jacentes à ces chiffres, voir l'Annexe B ou consultez, Étude de cas sur l'électricité produite au moyen de technologies de l'énergie renouvelable reliées au réseau électrique principal et à faible impact de Marbek Resource Consultants et Resources for the Future (Ottawa, NRTEE, 2004).*
- 86 *Ce qui inclut la biomasse et exclut les ordures et les déchets non renouvelables.*
- 87 *Par exemple, lorsqu'on dit que l'énergie éolienne possède un potentiel technique de 100 000 MW, on parle de la capacité totale maximale susceptible d'être fournie par les aérogénérateurs, à condition qu'ils soient installés dans chaque endroit du pays où il est techniquement envisageable de le faire.*
- 88 *Le potentiel « pratique » intègre des critères comme l'accès au réseau électrique et la capacité de ce dernier; le zonage et la délivrance de permis; les progrès technologiques; le financement; la demande du marché et l'intérêt suscité par ces technologies ainsi que la capacité en matière de conception, de fabrication et d'installation. Étant donné le haut niveau d'incertitude, les évaluations revêtent nécessairement un caractère subjectif.*
- 89 *Les technologies retenues pour l'évaluation des potentiels technique et pratique comprennent l'énergie éolienne (sur terre), l'hydroélectricité à faible impact, l'énergie photovoltaïque solaire, le gaz d'enfouissement, la biomasse, l'énergie des vagues, l'énergie marémotrice et l'énergie géothermique à grande échelle.*
- 90 *En vertu d'un système national d'échange de certificats d'énergie renouvelable, l'investissement sera attribué aux juridictions qui disposent d'une part plus importante de ressources d'énergie renouvelable à faible coût et autres que l'hydroélectricité, comme la Colombie-Britannique.*
- 91 *Les élasticités d'Armington produites par Battelle Memorial Institute (2004) [need pub details] sont de -1,3 et de -1,5 pour la production de l'exploitation minière et des pâtes et papiers, respectivement, ce qui indique une haute sensibilité de la demande nationale et de la demande d'exportation aux variations de prix. Toutefois, la production du secteur de la fusion est beaucoup moins sensible (-0,59).*

- 92 Trent Berry, « *Macroeconomic Impacts of Fiscal Policy Promoting Long-term Decarbonization in Canada* », document de travail préparé pour la Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie, août 2004.
- 93 Il convient de noter toutefois que la méthodologie de modélisation utilisée dans l'étude de cas sur l'électricité renouvelable peut avoir entraîné un résultat plus favorable. Cette méthodologie commence par un objectif stratégique, et mesure ensuite l'efficacité d'un instrument donné à atteindre l'objectif; les deux autres méthodologies commencent par les instruments eux-mêmes et évaluent ensuite leur contribution par rapport à des objectifs stratégiques plus largement définis.
- 94 Par exemple, on prévoit une baisse du coût des éoliennes de 15 p. cent chaque fois que la capacité installée cumulée double, ou toutes les trois ans. Voir : G. Estill et D. Duimering, *La fabrication commerciale d'éoliennes au Canada* (Ottawa, Association canadienne de l'énergie éolienne, avril 2003).
- 95 Les certificats d'énergie renouvelable (ou « étiquettes vertes ») sont des biens échangeables accordés aux producteurs et aux consommateurs d'énergie renouvelable, ou à leurs bailleurs de fonds. La demande de ces certificats — qui doivent servir de substituts aux qualités environnementales de l'énergie renouvelable — provient habituellement de producteurs d'énergie que la réglementation oblige à produire un certain pourcentage d'énergie renouvelable, mais qui n'ont pas suffisamment d'éléments d'actif de production pour le faire.
- 96 Le Plan d'action sur le changement climatique du Canada engage actuellement le gouvernement à « acheter de l'énergie verte pour combler 20 % des besoins d'électricité du gouvernement du Canada ».
- 97 Cette définition exclut sciemment l'hydrogène utilisé par les raffineries de pétrole afin de produire de l'essence et d'autres combustibles, ainsi que l'hydrogène servant à des fins médicales ou de fabrication.
- 98 L'équivalent en dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>e) est l'unité universelle de mesure utilisée pour potentiel de réchauffement de la planète (global warming potential) de chacun des sept gaz à effet de serre. Cette mesure sert à évaluer les incidences liées au fait d'émettre (ou de ne pas émettre) les différents gaz à effet de serre.
- 99 Deux niveaux d'incitatifs sont envisagés. Pour le reste de l'analyse, nous supposons le niveau le plus élevé d'incitatifs, qui a pour effet de réduire les coûts de production et les coûts des technologies finales de 25 p. cent.
- 100 Utilisé par le Canadian Energy Research Institute.
- 101 Voir par exemple, Matthew Wald, « *Questions about a Hydrogen Economy* », *Scientific American* (Mai 2004).
- 102 Trent Berry, « *Macroeconomic Impacts of Fiscal Policy Promoting Long-term Decarbonization in Canada* », document de travail préparé pour Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie, août 2004.
- 103 (S&T)<sup>2</sup> Consultants Inc., *Hydrogen Pathways, Greenhouse Gas Emissions and Energy Use*, préparé pour Piles à combustible Canada, décembre 2003, p. ii.
- 104 *Ibid.*, p. iv.
- 105 Par souci de cohérence, elles devraient être évaluées sur la base du cycle de vie.
- 106 Voir Martin Tampier, « *Background Document for the Green Power Workshop Series, Workshop 5* », préparé pour Pollution Probe and the Summerhill Group, avril 2004, p. 24.
- 107 National Petroleum Council, *Balancing Natural Gas Policy: Fueling the Demands of a Growing Economy* (Washington, D.C.: NPC, October 2003).
- 108 Canadian Energy Research Institute, « *Continental Energy Sector Issues* », préparé pour la Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie, mars 2004, p. 18.
- 109 Cette estimation est fondée sur un coût moyen de réduction des émissions de 1 400 \$ la tonne. L'étude de cas ne fournit pas une estimation des coûts agrégés. Elle offre plutôt une estimation des coûts « représentatifs » par utilisation finale et par filière. Le coût moyen de 1 400 \$ est fondé sur un examen qualitatif de la gamme des coûts présentés dans l'analyse; mais il serait bien plus élevé pour certaines applications (4 450 \$ pour les véhicules RMV à pile à combustible en 2030 en Ontario) et beaucoup plus faible pour les autres (856 \$ pour les autobus RMV en 2030 également en Ontario).
- 110 L'estimation des subventions ne comprend pas les frais d'administration.









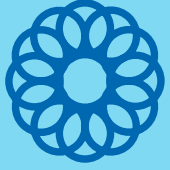


Table ronde nationale  
sur l'environnement  
et l'économie

National Round Table  
on the Environment  
and the Economy

Édifice Canada,  
344, rue Slater, bureau 200,  
Ottawa (Ontario) Canada  
K1R 7Y3

Tél. : (613) 992-7189

Télec. : (613) 992-7385

Courriel : [admin@nrtee-trnee.ca](mailto:admin@nrtee-trnee.ca)

Web : [www.nrtee-trnee.ca](http://www.nrtee-trnee.ca)



Imprimé au Canada  
sur papier recyclé

Canada