

Étude de cas sur l'électricité produite au moyen de technologies de l'énergie renouvelable reliées au réseau électrique principal et à faible impact

Scénario de référence et rapport économique

Présenté à :

La Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie

Préparé par :

Marbek Resource Consultants

En collaboration avec :

RESOURCES FOR THE FUTURE

le 21 mai, 2004



Table ronde nationale
sur l'environnement
et l'économie

National Round Table
on the Environment
and the Economy

Table des matières

1. Introduction	1
1.1 Ojectifs et étendue de cette étude de cas	1
1.2 Sources des données	2
1.3 Présentation de ce rapport	2
2. Généralités et contexte	3
2.1 Introduction	3
2.2 Le contexte de la politique publique — favoriser les technologies de réduction du carbone	3
2.3 Le contexte des instruments fiscaux — favoriser les technologies de réduction du carbone	5
2.4 Le contexte des technologies de l'énergie renouvelable (TER)	7
2.5 Le contexte de modélisation	12
3. L'électricité renouvelable au Canada	14
3.1 Introduction	14
3.2 Situation actuelle des TER reliées au réseau électrique au Canada	14
3.3 Potentiel futur des TER reliées au réseau électrique au Canada	20
3.4 Coûts des technologies et enseignements	24
3.5 Élaboration de la courbe de l'offre des TER reliées au réseau électrique du modèle	24
4. Scénario de référence pour le secteur de l'électricité	25
4.1 Introduction	25
4.2 Couverture géographique	25
4.3 Période de référence	26
4.4 Taux d'actualisation et année dollar	26
4.5 Coût marginal de la production d'électricité d'origine fossile	26
4.6 Scénario de référence pour l'intensité des émissions provenant de la production d'électricité d'origine fossile	26
4.7 Courbe du coût de la réduction de carbone pour la production d'origine fossile	27
4.8 Élasticité des prix de la demande en électricité	31
4.9 Taux de rendement du capital investi (RCI) en R-D	31
4.10 Dépenses courantes en R-D sur les sources d'énergie renouvelable au Canada	32

4.11	Scénario de référence pour la demande en électricité d'origine fossile	33
4.12	Scénario de référence pour l'énergie renouvelable fournie annuellement	35
4.13	Prix du carbone	36
5.	Analyse sur le plan de l'économie et de la politique — Application au Canada	37
5.1	Introduction	37
5.2	Vue d'ensemble des instruments fiscaux évalués	37
5.3	Vue d'ensemble du modèle de RFF en ce qui concerne l'adoption de l'énergie renouvelable	38
5.4	Résumé des résultats	41
5.5	Discussion sur le scénario de référence et les instruments fiscaux	46
5.6	Analyse de sensibilité	55
5.7	Conclusion	60
	Références bibliographiques	61
	Annexe A : Revue des instruments fiscaux visant l'énergie renouvelable	A-1
	Annexe B : Vue d'ensemble du modèle	B-1
	Annexe C : Références, hypothèses et commentaires sur les TER reliées au réseau électrique principal	C-1

1. Introduction

La Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie (TRNEE) a entrepris un programme visant à étudier le rôle de l'écologisation de la fiscalité (EF) dans la maîtrise des défis liés à la mise en œuvre du développement durable au Canada. Centrée sur les secteurs de l'agriculture, des transports et de l'industrie chimique, la première phase du programme d'EF a permis de montrer que la politique budgétaire constituait l'un des outils les plus puissants, mis à la disposition du gouvernement, pour influencer les débouchés au sein de l'économie. Dans la mesure où elle est appliquée d'une manière cohérente et stratégique, l'EF est susceptible de promouvoir des objectifs ayant des répercussions positives, simultanées, sur le plan de l'économie et de l'environnement.

Au printemps 2003, la TRNEE a lancé la seconde phase de son programme d'EF. Celle-ci porte sur le rôle éventuel que pourrait jouer l'EF dans la réduction des émissions de dioxyde de carbone (CO₂) provenant des systèmes énergétiques. L'objectif de cette seconde phase consiste à « examiner la façon de réduire les émissions de carbone provenant des systèmes énergétiques, tant en termes absolus que de ratio du PIB, grâce à la politique budgétaire, sans augmenter les autres polluants ». À l'instar de la phase précédente, cette seconde phase du programme d'EF comprend l'élaboration d'études de cas sur trois filières pouvant contribuer de manière importante à la « décarbonisation » du secteur de l'énergie au Canada : l'énergie renouvelable (ER), l'hydrogène et l'efficacité énergétique.

1.1 Objectifs et Étendue de cette étude de cas

Cette étude de cas analyse le rôle de la politique budgétaire dans la promotion du développement à long terme du secteur canadien de l'énergie renouvelable. Le but poursuivi est d'encourager et, le cas échéant, d'accélérer le recours aux technologies de l'énergie renouvelable (TER) qui permettent de réaliser à long terme des réductions d'émissions de carbone provenant des systèmes énergétiques. Cette étude de cas porte sur le secteur de l'énergie renouvelable¹ et examine en profondeur le « pouvoir de traction » des instruments fiscaux, soit leur capacité à favoriser l'adoption ou la mise en œuvre des TER reliées au réseau électrique au Canada. Dans le cadre de l'objectif poursuivi par le programme d'EF, cette étude de cas vise un double objectif :

- formuler des recommandations pratiques et pertinentes en matière de politique publique, sur la manière dont la politique budgétaire peut être utilisée aux fins de promotion du développement durable;
- résumer les leçons tirées de chaque étude de cas pour les rassembler dans un rapport de la série l'État du débat, qui évaluera l'utilisation éventuelle de la politique budgétaire comme outil de promotion d'une décarbonisation à long terme.

Conformément à ces objectifs, l'étude de cas suit une approche par étape visant à :

- établir un scénario de référence de l'énergie renouvelable et de l'énergie électrique pour les années 2010, 2020 et 2030;
- établir un scénario de référence des émissions de gaz à effet de serre (GES) liées à l'énergie électrique;
- repérer une série de scénarios des différents instruments fiscaux utilisés en matière d'énergie renouvelable;

1 Des études de cas séparées sont en cours de préparation pour les deux autres secteurs.

- modéliser une série d'instruments fiscaux;
- évaluer les répercussions environnementales et économiques respectives des instruments fiscaux.

1.2 Sources des données

L'élaboration de cette étude de cas a donné lieu à la compilation et à l'analyse d'un volume important de données. Un grand nombre des données qui ont été requises dans cette étude de cas aux fins de modélisation sont le résultat d'études plus vastes et complexes fondées sur de nombreuses hypothèses. Dans cette étude de cas, les sources des données sont clairement indiquées, et des références détaillées sont fournies dans les annexes. Dans chaque cas, trois principes directeurs ont présidé à la sélection des sources des données :

- les données doivent être aussi récentes que possible;
- les données proviennent de sources crédibles et impartiales;
- dans la mesure du possible, les données utilisées dans cette étude de cas sont issues d'une série cohérente de sources. Par exemple, l'évaluation des réductions marginales des émissions utilisée dans la présente étude est fondée sur une vaste étude réalisée par Environnement Canada. Cette même étude a aussi évalué les coûts futurs de production de l'électricité tout en définissant les répercussions marginales des émissions. Pour réaliser cette étude de cas il a fallu recourir à deux séries de données (c.-à-d. des réductions des émissions et des coûts de production de l'électricité générée à partir de combustibles fossiles), qui toutes deux proviennent des résultats d'une même étude.

Pour terminer cette étude de cas, il a fallu obtenir un certain nombre de données de base (p. ex. l'importance des sources d'énergie renouvelable) lorsque l'information disponible est incomplète. À cet égard, l'approche suivie a consisté à s'inspirer des meilleures données disponibles et à les enrichir à l'aide de consultations auprès d'experts canadiens triés sur le volet.

1.3 Présentation de ce rapport

À la suite de cette section préliminaire, le reste de cette étude de cas est présenté comme suit :

- la section 2 présente le contexte dans lequel cette étude de cas a été réalisée, notamment une discussion de la politique, des instruments fiscaux, des TER et du contexte de la modélisation;
- la section 3 offre une discussion sur le scénario de référence du secteur de l'électricité renouvelable, en particulier une vue d'ensemble de sa situation actuelle en matière de technologie, ainsi que des prévisions quant à la disponibilité anticipée des ressources et leurs coûts;
- la section 4 définit les paramètres du scénario de référence du secteur de l'électricité, y compris le prix de l'électricité, le scénario de référence des parts de marché de l'énergie renouvelable et des combustibles fossiles dans l'ensemble du secteur de la production d'électricité, et le coût des réductions de carbone. Un certain nombre d'hypothèses d'analyse de base importantes ont été identifiées, notamment la période de référence, la couverture géographique, le taux d'actualisation et la valeur dollar / année.
- la section 5 présente les résultats de l'étude de cas sur la modélisation économique ainsi que l'analyse de sensibilité des principales variables.

La synthèse des leçons apprises, comme indiqué dans les objectifs ci-dessus, figure dans un rapport distinct.

2. Généralités et contexte

2.1 Introduction

Cette section examine brièvement quatre domaines particulièrement pertinents à la définition du contexte précis dans lequel s'inscrit cette étude de cas :

- le *contexte de la politique publique* donne une vue d'ensemble des raisons pour lesquelles il est nécessaire de recourir à des instruments fiscaux dans la poursuite d'objectifs de société comme la décarbonisation de l'économie ou la promotion du recours au TER;
- le *contexte des instruments fiscaux* offre un aperçu des types d'instruments fiscaux qui ont été appliqués à l'étranger;
- le *contexte des TER* présente les TER reliées au réseau électrique principal examinées dans cette étude de cas;
- le *contexte de modélisation* propose une brève description de la manière dont les répercussions éventuelles des instruments fiscaux sont évaluées par rapport à des indicateurs comme les coûts, l'intérêt suscité par l'énergie renouvelable et les prix de l'électricité.

Chaque point est examiné ci-dessous.

2.2 Le contexte de la politique publique — favoriser les technologies de réduction du carbone

Les émissions de GES sont un sujet croissant de préoccupation sur le plan de la politique publique. Aussi, la perspective du remplacement des combustibles fossiles par l'énergie renouvelable suscite-t-elle un vif intérêt. En 2001, la part des sources d'énergie renouvelable 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 %, dont 54 % provenait de combustibles renouvelables et de déchets², 35 % de l'hydroélectricité, 12 % de l'énergie géothermique, solaire, éolienne ou marémotrice. En ce qui concerne la production d'électricité, les sources d'énergie renouvelable ont représenté 15 % de la production mondiale et seulement 2,1 % si l'on exclut l'hydroélectricité. Les États-Unis visent à presque doubler, d'ici 2025, la production d'électricité provenant de sources d'énergie renouvelable (à l'exclusion de l'hydroélectricité), par rapport aux niveaux de 2000³. Parallèlement, l'Union européenne s'est fixé l'objectif de produire 22,1 % de son électricité à partir de sources d'énergie renouvelable et de réserver une part de 12 % à ces sources dans la consommation nationale brute d'énergie, d'ici à l'an 2010.

Au Canada, le plan d'action sur les changements climatiques présente les cibles et les programmes suivants en matière d'énergie renouvelable :

- un incitatif à la production d'énergie éolienne (2,8 Mt);

2 Cette catégorie comprend la biomasse et exclut les ordures et les déchets non renouvelables.

3 *Department of Energy Strategic Plan, « Protecting National, Energy, and Economic Security with Advanced Science and Technology and Ensuring Environmental Cleanup »*, projet, 6 août, 2003.

- des achats d'énergie verte pour combler 20 % des besoins d'électricité du gouvernement du Canada (0,2 Mt);
- une cible de 10 % correspondant à la part des nouvelles sources d'énergie renouvelable dans la nouvelle capacité de production d'électricité (3,9 Mt);
- repérage et élaboration des options éventuelles pour faire face aux obstacles à la nouvelle capacité de transmission d'hydroélectricité et de production hydroélectrique à l'échelle régionale.

Étant donné le caractère ambitieux de ces cibles, beaucoup d'importance a été accordée au rôle des incitatifs dans la promotion de l'innovation en matière de technologie et dans la réduction des coûts des sources d'énergie à émissions nulles. Pour réduire les émissions de GES en promouvant la mise au point de technologies et la diffusion de l'énergie renouvelable, des politiques et propositions récentes prévoient un vaste éventail d'incitatifs. Certaines politiques ou propositions s'attachent à réduire les coûts de la recherche et développement (R-D) ainsi que ceux de l'investissement, à l'instar d'un crédit d'impôt de R-D ou des subventions aux dépenses en immobilisations. D'autres tentent d'assurer des débouchés commerciaux viables aux technologies respectueuses de l'environnement, comme une subvention à la production d'énergie renouvelable ou une exigence de pourcentage de sources d'énergie renouvelable dans les portefeuilles (part de marché). Par ailleurs, certaines politiques créent des mesures qui ont pour effet de *décourager* le recours aux sources d'énergie *non* renouvelables, en taxant l'énergie (tout en exemptant les sources d'énergie renouvelable) ou encore en rendant les émissions de GES coûteuses, au moyen de mesures comme le système d'échange de droits d'émission, la taxe sur le carbone ou une norme sur l'intensité des émissions visant la production.

Même si les économistes ont tendance à soutenir que l'imposition d'un prix direct sur le carbone (par une taxe ou un système d'échange de droits d'émission) offrirait les incitatifs les plus efficaces au développement et à l'utilisation de technologies à faible intensité d'émissions, la diversité de l'éventail des politiques actuelles suggère que d'autres forces sont en jeu.

D'abord, les politiques fixant un prix sur les émissions et risquant ainsi de réduire l'activité économique de manière considérable présentent peu d'intérêt pour la plupart des gouvernements. Ensuite, les répercussions de l'augmentation du prix du carbone sur les différents intervenants peuvent être sérieuses, en particulier pour les secteurs d'activités énergivores, pour les propriétaires d'installations de production d'énergie générée à partir de combustibles fossiles et pour les consommateurs. Enfin, les dysfonctionnements du marché en matière d'innovation, comme les réactions en chaîne, indiquent que l'imposition d'un prix sur les émissions, à lui seul, ne constituera pas un incitatif suffisant à l'amélioration des technologies.

Enfin, le processus de progrès technologique peut avoir lieu non seulement par le truchement d'investissements dans la R-D, mais aussi par l'apprentissage découlant de la mise au point de technologies et de leur utilisation; par conséquent, le fait d'encourager la production peut aussi avoir pour conséquence de susciter l'innovation. Ainsi, les subventions — et en particulier les stratégies de soutien à la production — revêtent souvent pour les décideurs un caractère attrayant et jouent un rôle important parallèlement à la réglementation sur les émissions et aux politiques en matière de R-D.

Les options qui s'offrent en matière d'instruments fiscaux susceptibles d'améliorer l'adoption de sources d'énergie renouvelable sont examinées plus en détail à la section suivante.

2.3 Le contexte des instruments fiscaux – favoriser les technologies de réduction du carbone

Recourir à des instruments fiscaux pour mener l'économie sur la voie de l'équilibre entre les objectifs d'ordre environnemental, social et économique n'est certainement pas une idée nouvelle. Bien avant que le concept de développement durable n'ait été adopté comme un impératif mondial, la théorie de la gestion économique et environnementale en était venue à reconnaître que les instruments fiscaux pourraient être utilisés pour envoyer des messages au marché comme quoi il fallait atteindre des objectifs d'ordre environnemental. Depuis le milieu des années 1960, les instruments fiscaux ont été considérés comme une solution de rechange ou un complément rentables aux systèmes du type « commande et contrôle » dans la poursuite d'objectifs de nature environnementale.

La différence fondamentale entre les instruments fiscaux et les approches de réglementation de type « commande et contrôle » est que les décisions de conformité incombent non plus aux autorités de réglementation, mais à la communauté faisant l'objet de la réglementation. Ce transfert concernant la prise de décisions en matière de conformité vers la communauté visée par la réglementation (c.-à-d. les entreprises) offre en, principe, davantage de souplesse. C'est cette souplesse accrue qui permet une prise de décisions susceptible de réduire les coûts de conformité et donc de maximiser les profits. En vertu de la théorie économique environnementale, c'est là l'un des gros avantages des instruments fiscaux par rapport aux approches traditionnelles de réglementation du type « commande et contrôle ». L'autre intérêt majeur est que les instruments fiscaux peuvent réduire, en principe, les coûts de mise en application du gouvernement, permettant d'augmenter les recettes de ce dernier et de réduire les dépenses budgétaires. À une époque de besoins en ressources exprimés par des intérêts concurrents et de réduction des budgets du gouvernement, la perspective d'atteindre des objectifs sociétaux à un coût moindre pour le gouvernement s'impose d'elle-même.

Même si les instruments fiscaux présentent des avantages certains, les politiques environnementales ont été lentes et hésitantes à les adopter. Au Canada, on trouve quelques exemples d'utilisation des instruments fiscaux pour atteindre des objectifs environnementaux. À l'étranger, il existe de nombreux exemples de recours aux instruments fiscaux dans un contexte de gestion de l'environnement; cependant, ces exemples ne sont pas nécessairement pertinents dans le contexte canadien.

Au sein des pays de l'OCDE, les politiques visant la réduction des GES et l'appui à l'énergie renouvelable varient grandement, tant en ce qui concerne leur forme que leur champ d'application⁴. Six politiques peuvent être dès à présent distinguées :

- La politique de **fixation d'un prix du carbone** (ou des émissions de CO₂) contient des incitatifs à la réduction de l'intensité carbonique et rend les combustibles fossiles relativement plus coûteux par comparaison avec les sources d'énergie renouvelable. La Suède, le Danemark, la Finlande et la Norvège imposent des taxes sur le CO₂, et l'Union européenne élabore à l'heure actuelle un programme d'échange de droits d'émission.
- Une **subvention à la production d'électricité renouvelable** améliore la compétitivité de ces sources d'énergie par rapport aux combustibles fossiles. Les États-Unis possèdent une telle subven-

⁴ L'Agence internationale de l'énergie (AIE) gère une base de données, Renewable Energy Policies & Measures Database, pour les pays membres de l'AIE, qui se trouve à http://library.iaea.org/dbtw-wpd/textbase/pamsdb/re_webquery.htm. La base de données américaine, *Database of State Incentives for Renewable Energy (DSIRE)*, est accessible à <http://www.dsireusa.org>.

tion (*Renewable Energy Production Incentive*) de 1,5 cent par kWh, et 24 États américains appliquent leurs propres subventions. Le Canada dispose aussi d'un Programme de stimulation du marché, et quelques pays européens (dont l'Allemagne, qui s'est montrée particulièrement enthousiaste) ainsi que la Corée, octroient des subventions à la production. En outre, de nombreux pays appuient la production d'énergie renouvelable en subventionnant les coûts (comme l'équipement ou l'installation de la capacité) plutôt qu'en offrant une subvention par kWh. Les États-Unis, par exemple, octroient un crédit d'impôt de 10 % sur l'investissement dans de nouvelles centrales électriques fonctionnant à l'énergie géothermique ou solaire. Une déduction pour amortissement accéléré rentrerait dans cette catégorie. Des tarifs d'alimentation ont été largement utilisés avec succès dans certains pays européens afin de combler l'écart de coûts restant entre l'électricité renouvelable, requise en vertu d'une norme de pourcentage d'énergie renouvelable dans les portefeuilles (NPERP ou *Renewable Portfolio Standard*), et l'option traditionnelle de l'offre; un tarif d'alimentation renvoie à un prix minimum garanti par kWh, fixé par règlement, qu'une compagnie d'électricité doit payer à un producteur privé indépendant pour l'électricité renouvelable fournie au réseau électrique principal.

- Une **taxe sur l'énergie fossile** tend à décourager le recours aux combustibles fossiles en faveur des sources d'énergie renouvelable. Le Royaume-Uni, l'Allemagne, la Suède et les Pays-Bas imposent tous une taxe sur les combustibles fossiles, la plupart du temps en exemptant les sources d'énergie renouvelable de la taxe sur l'énergie.
- Les **normes de pourcentage d'énergie renouvelable dans les portefeuilles** constituent une forme populaire de soutien. Ces exigences de parts de marché — aussi connues sous le nom de quotas obligatoires, certificats verts et autres — peuvent obliger le producteur ou l'utilisateur à tirer un certain pourcentage de leur énergie ou électricité de sources d'énergie renouvelable. De tels programmes ont été envisagés ou établis en Italie, au Danemark, en Belgique, en Australie, en Autriche, en Suède et au Royaume-Uni, et sont appliqués à l'heure actuelle dans 15 États américains.
- Une **norme de performance négociable** fixe l'intensité moyenne des émissions pour toute la puissance fournie. Bien que moins souvent envisagée comme outil de promotion de l'énergie renouvelable dans la production d'électricité, elle est prévue par certaines politiques sur les changements climatiques visant des secteurs d'activité énergivores, comme les secteurs visés par la *Climate Change Levy* du Royaume-Uni.
- Les **subventions à la recherche et développement (R-D)** en matière d'énergie renouvelable sont aussi assez communes, notamment les programmes de recherche parrainés par le gouvernement, les initiatives conjointes, les subventions et les incitatifs fiscaux. Des programmes importants existent aux États-Unis, au Royaume-Uni, au Danemark, en Irlande, en Allemagne, au Japon et aux Pays-Bas.

Il existe de nombreux autres incitatifs financiers supplémentaires visant les sources d'énergie renouvelable, notamment des subventions publiques, des crédits d'impôts et des déductions offerts aux particuliers et aux entreprises, des réductions ou exemptions de taxe sur la valeur ajoutée sur les biocarburants ou l'équipement lié à l'énergie renouvelable. Des dispositions sur la facturation nette aident des petits utilisateurs à tirer parti du surplus de leur production d'électricité renouvelable. Au Canada, le gouvernement fédéral et certaines provinces ont mis en place des exigences en matière d'approvisionnement en énergie verte à l'instar de quelques États américains et gouvernements locaux,

ainsi que de certains pays de l'OCDE. Toutefois, dans la mesure où ces politiques offrent des incitatifs différents, leur pertinence est moins évidente en regard des mécanismes plus généraux indiqués ci-dessus.

Compte tenu du large éventail d'instruments fiscaux éventuels de décarbonisation de l'électricité, un nombre limité de ceux-ci ont été choisis pour être examinés dans le cadre de cette étude de cas. Ils sont discutés de manière plus approfondie dans des sections plus importantes de ce rapport.

2.4 Le contexte des technologies de l'énergie renouvelable (TER)

2.4.1 Définition utilisée dans cette étude de cas

Après avoir discuté de la notion de TER qui doit prévaloir dans cette étude de cas, c'est la définition fournie par le programme ÉcoLogo qui a finalement été retenue parce que c'est celle qui coïncidait le mieux avec les objectifs généraux de cette étude de cas (la définition d'ÉcoLogo se trouve dans le tableau 2.1, p. 12). On a fait ce choix en tenant compte de deux facteurs :

- l'objectif poursuivi par le programme d'EF est, précisément, que la « décarbonisation » du secteur de l'énergie ne doit pas mener à l'augmentation d'autres polluants;
- cette initiative vise aussi implicitement à promouvoir l'innovation.

En outre, afin d'arriver à des résultats ciblés, le client a demandé à l'équipe chargée de l'étude de cas de n'examiner que les TER servant à générer de l'électricité (par opposition aux technologies thermales comme le chauffe-eau solaire). Dans le même ordre d'idées, l'équipe de l'étude a été enjointe 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 ou énergie éolienne (sur terre et au large);
- hydroélectricité à faible impact;
- systèmes photovoltaïques (PV) reliés au réseau électrique principal;
- gaz d'enfouissement (utilisé pour produire de l'électricité);
- biomasse (capacité de production d'électricité);
- énergie thermique des océans, notamment les technologies de conversion de l'énergie des vagues et de l'énergie marémotrice;
- énergie géothermique.

Tout au long de ce rapport, l'acronyme TER désigne les technologies de l'énergie renouvelable reliées au réseau électrique ou « *grid-power RETs* ».

Il est aussi utile de définir deux autres termes qui reviennent fréquemment dans ce rapport :

- **Potentiel technique.** Désigne la « limite supérieure » à long terme de la capacité installée *totale* pour une technologie donnée. 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.

- **Potentiel pratique.** Désigne la capacité de production *totale* d'une technologie donnée qui pourrait être « pratiquement » installée au cours d'une période de temps précise. Le potentiel pratique est nécessairement un sous-ensemble du potentiel technique. Il reconnaît que la capacité d'évaluation du potentiel technique, à une période donnée, sera influencée par des facteurs 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.

La section 3 traite de la manière dont ces concepts sont appliqués dans le contexte de cette étude.

Tableau 2.1
Définition ÉcoLogo de l'électricité renouvelable à faible impact

« ... [Traduction] 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'à 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 biomasse). »

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 [autorisé] 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.

Le PCE énumère à l'heure actuelle 40 services publics, compagnies d'électricité et centrales électriques qui ont été certifiées en vertu du programme comme générant de l'électricité renouvelable.

Définitions des TER

La présente étude de cas est centrée sur les TER. Toutefois, l'expression « technologies de l'énergie renouvelable » est employée dans la documentation parallèlement à d'autres termes comme « énergie propre », « énergie verte », « énergie de remplacement » et « énergie à faible 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 qui sont traitées dans d'autres sections de ce rapport. Par conséquent, cette sous-section offre un bref aperçu des principaux termes et définitions employés dans l'industrie et présente la série de TER comprises dans cette étude de cas.

Le tableau 2.25 repère et définit les termes couramment utilisés au cours des débats sur la production d'électricité renouvelable afin de désigner des groupes de technologies particuliers.

Tableau 2.2
Termes courants utilisés en matière de production d'électricité

Terme	Définition
Électricité traditionnelle	Électricité provenant de sources éprouvées au plan technique et offerte sur le marché comme l'hydroélectricité à grande échelle, l'électricité produite à partir de l'énergie nucléaire, du charbon, du pétrole et du gaz naturel
Électricité alternative (énergie)	Terme employé généralement pour désigner des sources d'électricité encore considérées comme marginales ou non traditionnelles (p. ex., l'électricité produite à partir des déchets)
Électricité renouvelable (énergie)	Électricité produite à partir de sources qui peuvent raisonnablement se renouveler au cours d'une vie humaine par des moyens naturels (p. ex. énergie éolienne, solaire, ou eau motrice) ou par l'intervention de l'homme (p. ex. replantation des cultures utilisées pour les biocarburants); sources comprenant l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'hydroélectricité, la géothermie, la biomasse et l'énergie des océans (énergie marémotrice et énergie des vagues)
Électricité propre (énergie)	Terme utilisé pour les sources d'électricité qui produisent des niveaux réduits de pollution, ce qui signifie peu de déchets solides ou facteurs de contamination de l'air (p. ex. particules), voire aucuns, en comparaison à d'autres sources d'électricité (p. ex. charbon propre)
Électricité verte (énergie)	Terme utilisé pour désigner indifféremment l'électricité propre ou l'électricité renouvelable
Électricité à faible impact (énergie)	Terme désignant l'énergie ou l'électricité produite par des moyens qui entraînent une faible dégradation ou perturbation de l'environnement par comparaison à d'autres sources d'électricité

5 Adapté de M. Tampier, *Promoting Green Power in Canada*, préparé pour Pollution Probe, novembre 2002, à la p. 2.

Comme l'indique le tableau 2.2, quatre des six définitions emploient l'expression « terme relatif », qui est la principale source de confusion ou de controverse. En général, les différences les plus importantes sont notées en ce qui concerne les technologies ayant recours à la biomasse, l'énergie produite à partir des déchets et l'hydroélectricité à grande échelle. Par exemple, nombreux sont ceux qui considèrent l'électricité générée à partir des déchets solides municipaux comme « alternative » ou « renouvelable ». Toutefois, la plupart ne la considéreraient pas comme « propre », en raison des émissions à haute teneur en particules provenant de l'incinération des ordures ménagères. Dans le même ordre d'idées, la biomasse est aussi généralement considérée comme une énergie « renouvelable », mais ses émissions des principaux contaminants atmosphériques (PCA) sont souvent un sujet de discussion lorsqu'il s'agit de savoir dans quelle catégorie l'inclure, énergie verte ou propre. L'hydroélectricité à grande échelle n'est plus « alternative », parce qu'il s'agit d'une technologie éprouvée qui est utilisée depuis fort longtemps tant au Canada qu'à l'étranger. De même, les projets d'hydroélectricité à grande échelle peuvent également ne pas être considérés comme ayant un « faible impact » en raison des effets nuisibles sur l'environnement qui peuvent être associés aux réservoirs de barrage, comme la submersion des terres et de la vie, la production de méthane provenant de la décomposition anaérobie dans le réservoir, et l'interruption des migrations de poissons et d'autres animaux sauvages.

Pollution Probe a récemment terminé une étude des définitions de l'énergie verte utilisées partout au Canada, aux États-Unis, en Europe, en Australie et en Nouvelle-Zélande. Les conclusions de cette étude sont énumérées ci-dessous :⁶

- Les énergies solaire, éolienne et géothermique font l'objet d'un consensus. L'hydroélectricité à grande échelle est parfois considérée comme une énergie verte, parfois non. Il existe un désaccord sur la limite qu'il faudrait fixer pour distinguer l'hydroélectricité à petite échelle de celle à grande échelle.
- Les sources liées aux déchets font l'objet d'une controverse : la transformation des déchets en électricité est parfois comprise, le gaz d'enfouissement est souvent compris aussi, et il existe plusieurs définitions de l'énergie de biomasse.
- L'énergie de biomasse est en général considérée comme étant renouvelable. Puisque la biomasse est définie comme un carburant tiré de matières vivantes, les Pays-Bas admettent comme des sources d'énergie renouvelable à la fois le gaz d'enfouissement, formé à partir de la décomposition biologique des déchets dans les décharges, et la fraction organique des résidus urbains (environ 50 %). Cette idée a aussi fait son chemin dans la Directive européenne sur l'énergie renouvelable adoptée en octobre 2001. Le programme américain privé *Green-e* certifie aussi la transformation de déchets en électricité comme une énergie « renouvelable » pour les États qui le permettent, mais la vente de cette énergie n'est pas considérée comme une vente *Green-e* dans les États du centre du littoral de l'Atlantique (PA, NJ, DE, MD).
- L'énergie des océans n'est que rarement citée, moins parce qu'elle n'est pas admissible que parce que l'utilisation de cette technologie n'est pas très répandue.
- Dans certains cas, la production combinée de chaleur et d'énergie (CHP) est considérée comme une énergie « verte ». La réglementation du Texas, par exemple, définit le gaz naturel comme une source d'énergie verte.

6 Tampier, à la p. 19.

Définitions canadiennes des TER

Bien qu'aucune politique formelle n'indique les technologies qu'il faut inclure dans les catégories mentionnées ci-dessus, le Canada possède une grande expérience dans le domaine. Au milieu des années 1990, le gouvernement fédéral canadien s'est engagé à acheter de l'« énergie verte ». Son engagement l'a forcé à aborder les mêmes questions indiquées, ci-dessus, et à élaborer des critères fonctionnels indiquant quelles technologies admettre. Les travaux de certification des technologies ont été abordés par le truchement du programme Choix environnemental (PCE), maintenant géré par TerraChoice Environmental avec l'appui d'Environnement Canada. Bien que d'autres groupes ont fait valoir plusieurs définitions de leur cru (p. ex. BC Hydro, l'Association canadienne du gaz), le PCE s'est avéré être le mécanisme dominant au Canada pour la certification de la production d'électricité à faible impact.

Le tableau 2.1, ci-dessus, contient un extrait du site Web du programme Choix environnemental, illustrant la politique du programme et les principes suivis en matière de certification des installations de production d'électricité admissibles.

2.5 Le contexte de modélisation

Le cadre de la modélisation⁷ a été conçu par Resources for the Future (RFF), un groupe de réflexion à but non lucratif établi à Washington, D.C., dont la mission est d'évaluer les instruments fiscaux susceptibles de réduire les émissions de GES en intensifiant l'adoption des sources d'énergie renouvelable. Pour ce faire, ce groupe a évalué la performance des instruments fiscaux selon les différents objectifs potentiels : la réduction des émissions liée à une cible (c.-à-d. la cible fixée par le protocole de Kyoto pour le Canada), la production à partir de sources d'énergie renouvelable, la R-D et le bien-être économique. Le modèle est aussi en mesure d'évaluer la manière dont le progrès technologique — qu'il soit atteint grâce à l'apprentissage par la pratique ou par l'innovation issue de la R-D stimulée par des incitatifs à cet effet — a une influence sur l'attrait de différents instruments fiscaux visant à accroître l'adoption des sources d'énergie renouvelable.

Le modèle touche deux secteurs : celui des combustibles fossiles qui génère des émissions et celui de l'énergie renouvelable. Il s'appuie sur la logique suivante : confronté à une exigence de réduction du carbone obligatoire, le secteur des combustibles fossiles cherchera d'abord, à l'interne, à bénéficier de déduction pour les réductions de carbone, puis, à l'externe, des réductions provenant du secteur des sources d'énergie renouvelable. Puisque les instruments fiscaux sont appliqués à différents secteurs du marché de l'énergie, ils sont susceptibles d'avoir une influence différente sur les prix relatifs des réductions de carbone et par conséquent, de modifier la rentabilité des réductions provenant des sources d'énergie renouvelable et du secteur des combustibles fossiles. En effet, le modèle simule la concurrence, en matière de réduction du carbone, entre les compagnies d'électricité et les producteurs de sources d'énergie renouvelable. Une troisième source de réduction du carbone est modélisée lorsque la baisse de la demande finale reliée à l'augmentation des prix de l'électricité est attribuable aux instruments fiscaux.

⁷ Le cadre d'analyse est fondé sur un modèle analytique qui est ensuite traduit en un modèle numérique ayant recours à des données historiques et à des prévisions. C'est le modèle numérique qui fournit l'analyse suivie dans l'étude de cas afin d'évaluer les implications environnementales et économiques relatives des instruments fiscaux.

Les variations par rapport au scénario de référence commun sont ainsi utilisées pour cerner les différences entre certains paramètres d'ordre économique ou environnemental de chaque instrument fiscal modélisé. Un élément clé du modèle est qu'il évalue les impacts des instruments en deux phases, une à long terme et l'autre à court terme. Cette approche en deux phases permet de saisir avec certitude les effets à plus long terme de l'innovation découlant de procédés technologiques. Enfin, le modèle compare chaque instrument fiscal à l'aide d'une cible commune de réduction des émissions (ou objectif de politique). Les conséquences relatives de chaque instrument sont ainsi en mesure d'être évaluées d'une manière cohérente.

Le modèle et la manière dont il fonctionne sont discutés plus en profondeur à la section 5 et à l'Annexe B.

Les deux prochaines sections présentent l'information de base et les paramètres utilisés dans le modèle numérique. Les paramètres examinés dans les sections suivantes ont été soumis au Groupe de définition de l'étendue du projet et approuvés par ce dernier, au terme de discussions et de révisions, comme requis.

3. L'électricité renouvelable au Canada

3.1 Introduction

Cette section fournit une vue d'ensemble du secteur de l'électricité renouvelable au Canada et définit les ressources technologiques et les données de coûts nécessaires pour créer les courbes de l'offre de l'électricité renouvelable utilisées à des étapes ultérieures de l'analyse de l'étude de cas. La discussion s'articule autour des sous-sections suivantes :

- **Situation actuelle.** Quelle est la situation actuelle de chaque technologie en matière de capacité de production d'électricité installée, reliée au réseau électrique principal canadien, de maturité sur le plan 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 des TER.** Quel sont les coûts, actuels et projetés, des technologies ciblées?

Compte tenu de l'étendue de cette étude de cas, cette discussion est nécessairement de « haut niveau ». Les questions afférentes à la croissance future des TER sont complexes, et une analyse détaillée dépasserait le cadre strict de ce rapport. Le débat est par conséquent alimenté par les études récentes provenant de sources crédibles et les contributions fournies par les membres du comité sur l'examen de l'étude de cas⁸.

Il est important de noter que les données indiquées dans cette section au sujet du potentiel (technique et pratique) ne constituent que des estimations. Dans plusieurs cas, les résultats des recherches ont donné un éventail très vaste d'évaluations. Cette variation reflète à la fois l'état actuel des données incontestables et le fait que le potentiel d'ordre technique ou pratique fait l'objet d'interprétations différentes selon les études et les individus.

3.2 Situation actuelle des TER reliées au réseau électrique au Canada

Conformément à la définition des termes présentée à la section 2, toute évaluation de la capacité installée des TER reliées au réseau électrique au Canada exige que l'on s'accorde sur la définition des technologies visées.

Le tableau 3.1 présente la capacité installée de production d'électricité, actuelle et totale, au Canada, ainsi que la part totale de l'électricité fournie par chaque source en 2003. Tel qu'il est illustré, si l'évaluation comprend l'hydroélectricité à grande échelle et toutes les installations d'énergie de biomasse, alors la capacité de production d'électricité renouvelable installée totale au Canada s'élève à plus de 70 000 MW, soit environ 60 % de la capacité totale; la presque totalité de cette capacité de production provient des grandes centrales hydroélectriques. Comme l'indique aussi le tableau 3.1, les centrales électriques fonctionnant au moyen de combustibles fossiles représentent environ 29 % de la capacité installée totale du Canada et fournissent environ 26 % de la production totale d'électricité en

⁸ En particulier, l'équipe de l'étude de cas voudrait remercier les personnes suivantes de leurs contributions opportunes à ce rapport : Robert Hornung (CanWEA), Dan Goldberger (CEA), Rob McMonagle (CanSIA), Martin Tampier (Environmental Intelligence), ainsi que Lynne Patenaude et Alain David (Environnement Canada).

2003. Le charbon (19 %) et le pétrole (2 %), dont l'intensité carbonique est particulièrement intense, représentaient environ 21 % de la production d'électricité totale du Canada en 2003. Aux fins de cette étude, il convient de noter qu'une grande partie des centrales électriques fonctionnant au charbon ou au pétrole, lesquelles sont principalement visées par cette étude, sont censées arriver au terme de leur vie utile au cours des 20 prochaines années.

Tableau 3.1⁹
Capacité installée et production d'électricité annuelle au Canada (en 2003)

Source	Capacité installée		Production	
	MW	%	GWh	%
Hydroélectricité	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
Énergie éolienne et biomasse	2 200	2	9 100	2
TOTAL	118 000	100	589 500	100

Si l'on applique le critère le plus sévère du faible impact sur l'environnement défini par le programme Choix environnemental (PCE), il faut exclure les grandes centrales hydroélectriques et certaines installations d'énergie de biomasse. Au Canada, la capacité installée actuelle des TER reliées au réseau électrique principal, qui sont conformes aux critères de faible impact sur l'environnement défini par le PCE, est estimée à environ 2 300 MW, soit environ 2 % de la capacité installée de production de l'électricité au Canada.

Le tableau 3.2 présente la répartition de la capacité installée actuelle (2003) estimée des TER reliées au réseau électrique susceptibles d'être certifiées en vertu du PCE. En 2003, ces technologies renouvelables ont fourni environ 12 100 GWh d'électricité, soit presque 2 % de la production d'électricité totale du Canada.

9 Source : Office national de l'énergie (ONE) : http://www.neb.gc.ca/energy/SupplyDemand/2003/index_f.htm.

Tableau 3.2
Capacité installée actuelle (2003) des TER (PCE) reliées au réseau électrique au Canada¹⁰

TER reliées au réseau électrique (certifiables en vertu du programme Choix environnemental)	Capacité installée actuelle			
	Facteur de capacité (%)	Capacité [MW]	Production [GWh/an]	% production totale d'électricité à partir de TER reliées au réseau électrique
Éolienne (sur terre)	35 %	316	970	8 %
Hydroélectricité ¹¹	60 %	1,800	9,460	78 %
PV solaire	14 %	0,092	0,1	0 %
Gaz d'enfouissement	90 %	85	670	6 %
Biomasse	80 %	128	900	7 %
Énergie des vagues	35 %	0	0	0 %
Énergie marémotrice	35 %	0	0	0 %
Énergie géothermique (grandes centrales)	95 %	0	0	0 %
TOTAL		2 300	12 100	100 %

L'annexe C présente une description détaillée des sources et hypothèses utilisées pour établir ce tableau.

Conformément au débat qui a été soulevé à la section 2, cette étude de cas vise principalement les technologies indiquées au tableau 3.2. Chaque technologie est discutée de manière plus approfondie ci-dessous.

3.2.1 Énergie éolienne

L'énergie éolienne est à l'heure actuelle la source d'énergie dont la croissance est la plus rapide à l'échelle planétaire. Dans le monde entier, la capacité de l'énergie éolienne a doublé à trois reprises au cours des années 1990, et, chaque fois, le coût de production de l'électricité des projets d'énergie éolienne a baissé de 15 %. L'énergie éolienne a crû de manière régulière au Canada au cours des cinq dernières années.

En 2003, le Canada comptait une capacité installée de production d'énergie éolienne d'environ 316 mégawatts (MW), générant plus de 900 gigawattheures (GWh) d'électricité par an. Le Canada possède des aérogénérateurs destinés à la production commerciale d'énergie, installés en Alberta, en Saskatchewan, en Ontario, au Québec, à l'Île-du-Prince-Édouard et au Yukon. La majorité de cet approvisionnement provient des grandes centrales éoliennes du Québec et de l'Alberta (102 MW et 171,5 MW, respectivement).

¹⁰ Ces capacités installées visent l'électricité transmise par le réseau principal et les TER susceptibles d'être certifiées en vertu du PCE.

¹¹ Comprend de nombreuses petites centrales hydroélectriques existantes qui ne sont pas forcément susceptibles de certification en vertu du programme Éco-Logo.

Le potentiel offert par l'énergie éolienne au Canada est considérable. À titre indicatif, le récent programme Encouragement à la production d'énergie éolienne (EPÉÉ) de 260 millions de dollars du gouvernement fédéral a suscité 23 lettres d'intérêt pour l'installation de 1 050 MW de la part de centrales allant de 9 MW au Québec jusqu'à une centrale éolienne de 200 MW en Ontario. Les régimes des vents les plus intéressants (supérieurs à 200 W/m²) se trouvent dans les régions côtières, comme Terre-Neuve-et-Labrador, le fleuve Saint-Laurent et les Grands Lacs, la région sud des Prairies et les côtes de la Colombie-Britannique. Il est important de noter toutefois que la faisabilité des projets d'énergie éolienne dépend beaucoup des lieux où ils sont implantés — à condition qu'elles disposent d'une implantation adéquate et de tours de hauteur appropriée, les centrales éoliennes sont viables dans la plupart des régions du pays, même celles en apparence pourvues de régimes de vents marginaux. Pour le moment, aucun atlas général de haute résolution sur les vents n'existe pour le Canada, même si Environnement Canada a entrepris un projet en ce sens. L'absence d'un atlas pratique des vents est à l'heure actuelle un obstacle considérable au développement futur du secteur de l'énergie éolienne¹².

Une perspective intéressante est constituée par la prolifération de centrales éoliennes au large des côtes. Même s'il n'existe aucune centrale de ce type au Canada, quelques sociétés travaillent à l'élaboration de projets de ce genre (notamment en Colombie-Britannique et en Nouvelle-Écosse). À l'étranger, les centrales éoliennes au large des côtes sont réalisables aussi bien sur le plan technique qu'économique. Ainsi, des centrales de ce type sont envisagées ou exploitées au Royaume-Uni, au Danemark et en Allemagne.

3.2.2 Hydroélectricité à faible impact

L'impact des sites hydroélectriques sur le plan de l'environnement varie en fonction de nombreux facteurs qui leur sont particuliers. Les directives du PCE fournissent une définition détaillée de l'« hydroélectricité à faible impact » fondée sur la protection des espèces indigènes et de leur habitat, des exigences tenant aux niveaux d'eau des réservoirs de barrage, aux débits d'eau, à la qualité de l'eau et à plusieurs autres facteurs. En principe, toute installation d'envergure devrait remplir ces exigences, même si le seuil général est d'environ 10 à 20 mégawatts¹³. L'un des critères les plus importants touche à la période de temps pendant laquelle l'eau est retenue en amont de l'installation (qui doit en général être moins de 48 heures).

Il existe actuellement au Canada, 42 sites qui ont demandé et reçu la certification en vertu du PCE pour la production d'électricité provenant de l'hydroélectricité à faible impact. La plupart des sites certifiés par le PCE sont situés en Ontario, d'autres installations se trouvant au Québec, en Alberta, en Colombie-Britannique et dans les provinces de l'Atlantique. Beaucoup d'autres installations pourraient être certifiées en vertu du programme EcoLogo, mais n'ont pas encore terminé le processus de certification. Jusqu'à présent, il n'existe aucun inventaire exhaustif de ces sites.

En matière de potentiel futur, une étude récente de Ressources naturelles Canada a repéré plus de 3 600 sites éventuels pour de petites centrales hydroélectriques, dont beaucoup pourraient être admissibles à une certification en vertu du PCE. Le potentiel total présenté par ces sites a été évalué à

12 Ce qui contraste avec les efforts des États-Unis en vue de compiler un atlas des vents très détaillé, destiné à aider l'implantation de centrales éoliennes (voir <http://rredc.nrel.gov/wind/pubs/atlas>).

13 L'Association canadienne de l'électricité (ACE) a proposé que l'admissibilité des petites centrales hydroélectriques soit étendue à 50 MW en vertu de la catégorie 43.1 du *Règlement de l'impôt sur le revenu*.

environ 9 000 MW. Toutefois, étant donné l'état actuel du marché, Ressources naturelles Canada a estimé que seulement 15 % de ce potentiel (soit environ 1 300 MW) peut être considéré comme réalisable sur le plan économique. Les améliorations technologiques futures devraient pouvoir réduire les dépenses en immobilisations de 10 % à 15 %, ce qui ajouterait 1 800 MW au titre de capacité économiquement viable.

3.2.3 Systèmes photovoltaïques (PV) solaires reliés au réseau électrique principal

À l'instar de l'énergie éolienne, les technologies photovoltaïques ont enregistré une croissance dans les deux chiffres au cours de la dernière décennie à l'échelle du monde. La capacité actuelle totale des systèmes PV au Canada est évaluée à 7,2 MW¹⁴, alors qu'elle n'était que de 1 MW en 1992¹⁵. Toutefois, jusqu'à présent, la plupart des applications PV ne sont pas connectées au réseau électrique, et celles qui le sont représentent environ 0,092 MW.

Les représentants de ce secteur d'activité ont indiqué que les applications PV reliées au réseau électrique connaissent une tendance croissante. Selon eux, la croissance canadienne des applications PV non connectées au réseau électrique a probablement atteint son maximum. La croissance future suivra les tendances des marchés des pays industrialisés où la nouvelle capacité installée des systèmes PV est à 90 % connectée au réseau électrique¹⁶.

En matière de croissance future, les ressources solaires les plus importantes au Canada se trouvent en Ontario et dans les Prairies.

3.2.4 Gaz d'enfouissement

Le gaz d'enfouissement est le produit de la décomposition anaérobie des déchets organiques qui se trouvent dans la décharge. Il est constitué de méthane (entre 40 % et 60 % par volume) et de dioxyde de carbone (également entre 40 % et 60 %) avec une concentration en éléments traces d'autres composés (p. ex. le sulfure d'hydrogène, des composés organiques volatiles), susceptibles de créer des odeurs désagréables, de diminuer la qualité de l'air et d'avoir des effets nuisibles sur la santé. La qualité et la quantité des gaz varient grandement d'un site à l'autre, selon les facteurs comme la composition des déchets, la méthode d'enfouissement, les niveaux de précipitation et l'âge de la décharge. Dans certains cas, les gaz peuvent être utilisés directement comme carburant, alors que, dans d'autres cas, le gaz d'enfouissement doit être traité afin de fournir un carburant « propre », au contenu hautement énergétique.

Le gaz d'enfouissement peut être utilisé dans un moteur ou dans une turbogénérateur afin de produire de l'électricité. Le système peut être aménagé comme une installation de cogénération si la chaleur perdue provenant de l'installation est récupérée pour être traitée ou servir à des applications de chauffage. Les systèmes courants comprennent les moteurs alternatifs (l'exemple le moins onéreux et le plus commun d'équipement de production d'électricité à partir du gaz d'enfouissement), des turbines (y compris des turbines à vapeur et des turbines à gaz de combustion) et des microturbines (turbines à gaz de combustion de petite échelle, fonctionnant à des vitesses très élevées).

14 Site Web de Ressources naturelles Canada.

15 Pollution Probe.

16 Communication personnelle avec Robert McMonagle, directeur général, Association des industries solaires du Canada, 19 février 2004.

Le coût de ces techniques est fonction de la taille du système et de l'équipement nécessaire pour traiter le gaz d'enfouissement. Selon les lignes directrices du PCE, l'électricité générée à partir du gaz d'enfouissement est acceptable aussi longtemps que les émissions des polluants atmosphériques comme le CO, NO_x, les particules et le SO_x, ne dépassent pas les limites fixées, et que le site possède un programme de gestion du lixiviat.

La capacité de production installée actuelle du gaz d'enfouissement est évaluée à environ 85 MW. Les principaux sites canadiens du gaz d'enfouissement ont été étudiés. Il n'est pas étonnant de constater que leur potentiel futur tend à se concentrer autour des principaux centres urbains du Canada.

3.2.5 Énergie de biomasse

La production d'électricité provenant de la biomasse est relativement courante au Canada, même si la plupart des installations utilisées pour fournir de la chaleur et de l'électricité sont concentrées dans l'industrie des pâtes et papiers. La plus grande partie de l'électricité produite à partir de l'énergie de biomasse au Canada provient du secteur des pâtes et papiers — dont on peut s'attendre à ce que la plupart des installations ne puissent obtenir une certification — le reste étant généré par des petits producteurs d'électricité indépendants. On ne sait pas quel pourcentage de l'électricité de biomasse produite par le secteur des pâtes et papiers est attribuable à des installations connectées au réseau ou constituent des applications autonomes (non connectées au réseau électrique principal). Aux fins de cette étude de cas, seule la croissance des applications connectées au réseau électrique a été prise en compte.

En ce qui concerne son potentiel, on estime que plus de 7 % de l'électricité consommée annuellement au Canada pourrait être générée par l'énergie de biomasse¹⁷. Toutefois, la demande en ressources limitées de biomasse (y compris l'utilisation de la biomasse aux fins de production de l'éthanol, de chaleur et d'hydrogène) pourrait entrer en concurrence et réduire cette capacité potentielle.

3.2.6 Énergie des vagues

L'électricité produite à partir de l'énergie des vagues implique la conversion sur terre de l'énergie des vagues en électricité susceptible d'être fournie au réseau électrique. Bien qu'il n'existe au Canada aucune installation du genre, cette technologie est déjà commercialisée, et plusieurs installations existent un peu partout dans le monde. Un certain nombre d'emplacements potentiels ont été repérés sur la côte Ouest du Canada, et une société de la côte Est travaille à l'élaboration d'un convertisseur de l'énergie des vagues. On estime que les technologies de l'énergie des vagues accusent un retard de plus de 15 ans sur celles de l'énergie éolienne, et de cinq ans sur l'énergie marémotrice. Il est donc peu probable que l'on assiste à un recours largement répandu à l'énergie des vagues avant 2020.

3.2.7 Énergie marémotrice

L'énergie marémotrice utilise les variations quotidiennes du niveau de l'eau pour alimenter une turbine. À titre d'exemple du genre de système utilisé, on peut citer un barrage ou un bassin de retenue servant à retenir les eaux des marées, lesquelles sont ensuite libérées au travers d'hydroturbines traditionnelles afin de produire de l'électricité. Bien qu'il n'existe encore aucune installation commerciale du genre au Canada, la centrale électrique Annapolis Royal Tidal Power Generating

¹⁷ Pollution Probe.

Station en Nouvelle-Écosse a été créée pour tester la technologie. Un autre type de procédé consiste à utiliser des dispositifs sous-marins pour convertir les courants des marées en électricité, tout comme des aérogénérateurs se servent des courants d'air. Cette technologie a fait l'objet d'un projet pilote en Nouvelle-Écosse depuis le milieu des années 1980 et devrait être commercialisée bientôt, car un certain nombre de sociétés canadiennes élaborent à l'heure actuelle leurs propres technologies.

3.2.8 Énergie géothermique

Les centrales géothermiques utilisent la chaleur provenant des profondeurs de la terre pour produire de l'électricité. Aucune installation de ce genre n'existe au Canada, alors que les États-Unis en comptent plusieurs, notamment une centrale qui produit de l'électricité à 1,5 cent US par kWh.

C'est la Colombie-Britannique qui détient les sources les plus exploitables au Canada. Un site à l'étude devrait être en mesure de produire de l'électricité à un prix variant entre 3,9 à 4,1 cents US par kWh¹⁸.

3.3 Potentiel futur des TER reliées au réseau électrique au Canada

Cette section présente une évaluation du potentiel futur des TER reliées au réseau électrique au Canada. Compte tenu des commentaires exposés à la section 2.4, l'évaluation du potentiel futur est présentée en deux étapes : le potentiel technique et le potentiel pratique.

3.3.1 Potentiel technique

Comme noté précédemment, le potentiel technique désigne la « limite supérieure » à long terme de la capacité installée totale pour une technologie donnée. 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.

À comparer aux États-Unis et à de nombreux pays européens, le Canada possède des ressources insuffisantes en matière de cartes et d'évaluations. Il est ainsi difficile de fournir des évaluations fiables du potentiel technique des TER au Canada. Toutefois, le gouvernement et les associations de ce secteur d'activité ont produit un certain nombre d'évaluations au cours des dernières années. En outre, Pollution Probe a organisé en 2003-2004 une série d'ateliers d'un bout à l'autre du pays visant à débattre de l'énergie verte au Canada. Ces ateliers ont réuni la plupart des experts du pays dans le domaine de l'énergie renouvelable et ont généré des évaluations à jour des ressources techniques qui cadrent bien avec les besoins de cette étude de cas.

Le tableau 3.3 donne une idée du potentiel technique estimé pour chaque technologie. La vaste fourchette de résultats indiquée dans chaque cas reflète le haut niveau d'incertitude.

18 Pollution Probe

Tableau 3.3
Potentiel technique des TER reliées au réseau électrique au Canada

TER reliées au réseau électrique (certifiables en vertu du PCE)	Facteur de capacité	Potentiel technique (total, non cumulatif)			
		Capacité [MW]		Production [GWh/an]	
		Inf.	Sup.	Inf.	Sup.
Éolienne (sur terre) ¹⁹	35 %	28 000	100 000	85 800	306 600
Hydroélectricité à faible impact	60 %	11 000	14 000	57 800	73 600
PV solaire	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
Énergie des vagues	35 %	10 100	16 100	31 000	49 400
Énergie marémotrice	35 %	2 500	23 500	7 700	72 100
Énergie géothermique (grandes centrales)	95 %	Néant	3 000	Néant	25 000

L'annexe C contient de plus amples renseignements.

3.3.2 Potentiel pratique au Canada

Cette sous-section présente une évaluation du potentiel pratique des TER reliées au réseau électrique pour les années 2010 et 2020. Comme indiqué à la section 2, le potentiel pratique est nécessairement un sous-ensemble du potentiel technique. Il reconnaît que l'évaluation du potentiel technique à une période donnée sera influencée par des facteurs 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'acceptation de ces technologies; ainsi que la capacité en matière de conception, de fabrication et d'installation²⁰.

Le tableau 3.4 présente une évaluation du potentiel pratique. Elle repose sur une considération de l'ensemble des facteurs notés, ci-dessus, ainsi que sur des consultations menées auprès des représentants de ce secteur d'activité et du gouvernement. À l'instar de tous les chiffres présentés dans cette section, les évaluations sont présentées sous forme de fourchettes de résultats afin de refléter le haut niveau d'incertitude.

¹⁹ L'énergie éolienne au large des côtes n'a pas été incluse en raison du manque de données indépendantes. Se reporter à l'annexe B pour de plus amples renseignements.

²⁰ 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 3.4
Potentiel pratique estimé des TER reliées au réseau électrique au Canada

TER reliées au réseau électrique (certifiables en vertu du programme EcoLogo)	Facteur de capacité	Potentiel pratique (total, non cumulatif)											
		Croissance annuelle du déploiement pour atteindre le potentiel pratique [en %]*			Capacité [MW]				Production [GWh/an]				
		Min.	Max.	2010	2010		2020		2010		2020		
					Inf.	Sup.	Inf.	Sup.	Inf.	Sup.	Inf.	Sup.	
Éolienne (sur terre)	35 %	25 %	64 %	5 000	10 000	15 000	40 000	15 300	30 700	46 000	122 600		
Hydroélectricité à faible impact	60 %	18 %	27 %	5 600	9 000	9 800	néant	29 400	47 300	51 500	néant		
PV solaire	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		
Énergie des vagues	35 %	0 %	infinie	0	20	4	néant	0	60	12	néant		
Énergie marémotrice	35 %	infinie	infinie	4	300	50	2 000	12	900	200	6 100		
Énergie géothermique (grandes centrales)	95 %	infinie	infinie	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 référence pour l'offre de l'énergie renouvelable, mais plutôt de la croissance annuelle requise pour atteindre le potentiel pratique.

Se reporter à l'annexe C du rapport pour de plus amples renseignements sur les données présentées.

Tableau 3.5
Réductions et prévisions des coûts de l'AIE visant les TER reliées au réseau électrique ciblées²¹

TER reliées au réseau électrique (certifiables en vertu d'EcoLogo)	Facteur de capacité	Réductions de coûts				Prévisions de coûts					
		Réductions de coûts chaque 10 ans [en %]*		Réductions de coûts annuelles [en %]*		Prévisions des coûts moyens actualisés [en ¢ CA an 2000/kWh]					
		Min.	Max.	Min.	Max.	2003		2010		2020	
Éolienne (sur terre)	35 %	25 %	25 %	3 %	3 %	3,8	15,1	3,0	11,3	1,9	8,5
Hydroélectricité à faible impact	60 %	0 %	13 %	0 %	1 %	2,5	18,8	2,5	16,3	2,3	15,2
PV solaire	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
Énergie des vagues	35 %	néant	néant	néant	néant	4,4	7,6	néant	néant	néant	néant
Énergie marémotrice	35 %	néant	néant	néant	néant	4,7	9,6	néant	néant	néant	néant
Én. géothermique (grandes centrales)	95 %	10 %	25 %	1 %	3 %	2,5	15,1	2,5	12,5	2,1	10,3

Source : données de l'AIE citées par Pollution Probe dans le document Background Document for the Green Power Workshop Series, Workshop #4, février 2004, aux pp. 30 à 32. <http://www.pollutionprobe.org/whatwedo/GPW/calgary/gpwbackgroundcalgary.pdf>.

* Hypothèse de réductions de coûts logarithmiques.

²¹ Les prévisions de coûts valent pour tous les pays de l'OCDE; la large fourchette de valeurs indiquées reflète, à la fois, la diversité des situations et les hauts niveaux d'incertitude.

3.4 Coûts des technologies et enseignements

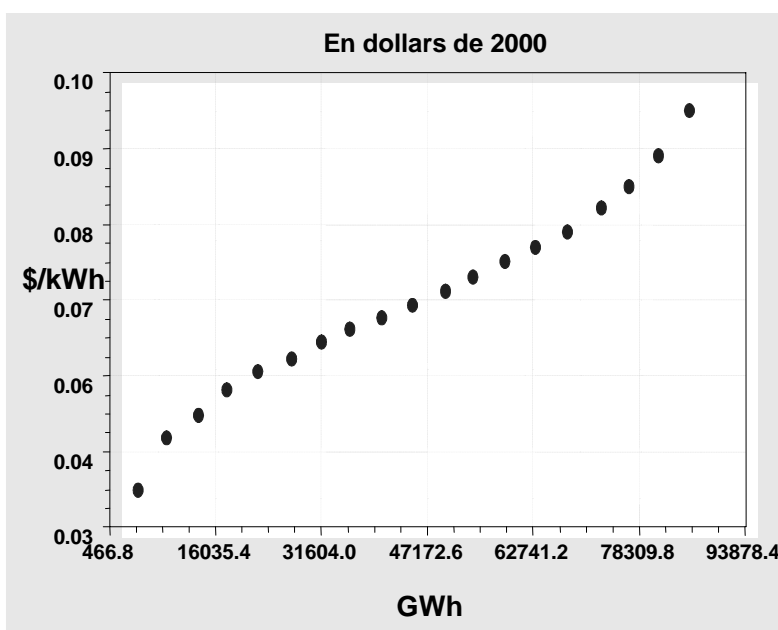
Le tableau 3.5 présente un résumé des coûts moyens actualisés pour chaque TER reliée au réseau électrique ciblée. Afin d'assurer une cohérence entre les technologies, toutes les données relatives aux coûts sont tirées d'évaluations récentes réalisées par l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Afin de refléter les incertitudes en matière de coûts, les données sont exprimées sous forme de fourchette. Le tableau 3.5 offre aussi un résumé de l'évaluation réalisée par l'AIE des niveaux prévus des réductions de coûts pour chaque technologie au cours de la période sous étude. Les niveaux prévus de réduction de coûts reposent sur la théorie de l'apprentissage. Cette théorie, bien appuyée sur des données empiriques, établit le lien entre l'augmentation de la capacité installée et le taux de diminution des coûts.

3.5 Élaboration de la courbe de l'offre des TER reliées au réseau électrique du modèle

La tâche finale à ce stade de l'élaboration de l'étude de cas a consisté à établir une courbe de l'offre des TER reliées au réseau électrique dans le cadre du modèle de Ressource for the Future. Cette courbe, qui est présentée au tableau 3.6, combine le potentiel pratique de chaque TER pour l'année de référence 2010, comme indiqué dans la discussion précédente, aux coûts moyens actualisés relatifs à chaque technologie. Des coûts fixes de transmission et de distribution de 0,022 \$ par kWh ont été ajoutés à ces coûts moyens actualisés. La courbe présentant un agrégat des TER, le résultat est une estimation de la quantité de TER disponible à chaque point de coût.

L'élaboration de la courbe de l'offre de l'électricité renouvelable intègre les fourchettes obtenues en matière de coûts et de potentiel pratique qui ont été présentées dans les sections précédentes en ayant recours à une méthode probabiliste. La prise en compte de l'incertitude a pour conséquence d'atténuer la courbe de l'offre; c'est-à-dire que lorsque les fourchettes sont prises en compte dans la courbe des coûts, la courbe est moins accentuée que si l'on n'utilisait que les seules valeurs centrales.

Tableau 3.6
Courbe de l'offre de l'énergie renouvelable et coûts de production en 2010



4. Scénario de référence pour le secteur de l'électricité

4.1 Introduction

Cette section présente le scénario de référence du secteur de l'électricité utilisé dans le modèle et dans l'étude de cas. Par souci de cohérence avec les autres études de cas réalisées par la TRNEE et afin de veiller à ce que les résultats puissent être comparés à ceux d'autres initiatives de modélisation – comme celle du Groupe de l'analyse et de la modélisation (AMG) –, c'est le scénario de référence figurant dans le rapport *Perspectives énergétiques du Canada : une mise à jour, 1999* (PEC99) qui a été adopté²². Le raisonnement est articulé de manière à suivre les paramètres utilisés dans le modèle RFF, notamment :

- Couverture géographique
- Période de référence
- Taux d'actualisation et dollar / année
- Coût marginal de la production d'électricité générée à partir de combustibles fossiles (« électricité d'origine fossile »)
- Scénario de base pour l'intensité des émissions provenant de la production d'électricité d'origine fossile
- Courbe des coûts de la réduction de carbone pour la production d'électricité d'origine fossile
- Élasticité des prix pour la demande en électricité
- Taux de rendement exigé du capital investi (RCI) en R-D
- Dépenses courantes en R-D sur les sources d'énergie renouvelable au Canada
- Scénario de référence pour la demande en électricité (en kWh) d'origine fossile au cours de deux périodes
- Scénario de référence pour l'énergie renouvelable (en kWh) fournie annuellement au cours des deux périodes
- Prix du carbone

4.2 Couverture géographique

L'analyse est menée dans une perspective canadienne. Même s'il est préférable aux fins de l'analyse d'évaluer les instruments de gestion pour chaque région et province, et ensuite additionner les chiffres pour en arriver à un total national agrégé, il a été décidé, au cours de la réunion sur le projet préliminaire, que les contraintes budgétaires limitaient nécessairement l'analyse à l'échelle nationale²³.

Même si l'étude de cas utilise des paramètres nationaux agrégés pour les fins d'analyse, il est important de noter que toutes les données nationales ont été élaborées à partir de valeurs régionales et sectorielles

22 On sait que RNCan prépare de nouvelles projections à l'aide du NEMS (système de modélisation énergétique national); toutefois, les nouvelles prévisions n'étaient pas disponibles au moment où cette étude de cas a été réalisée.

23 Les scénarios visent les instruments d'EF; ils sont évalués par rapport au scénario de référence qui est présenté dans ce rapport.

non agrégées. Par conséquent, en compilant les paramètres nationaux agrégés, il a fallu avoir recours à des systèmes de pondération afin de refléter les circonstances d'ensemble prévalant dans chaque région.

4.3 Période de référence

À la suite de discussions avec la TRNEE, l'année choisie pour démarrer l'application des instruments d'EF est 2010. Une seconde période est aussi modélisée en 2030 afin de saisir les répercussions à plus long terme des instruments d'EF et de tenir compte des effets de la R-D et de l'apprentissage sur les coûts et l'offre de l'énergie renouvelable.

4.4 Taux d'actualisation et année dollar

Pour assurer une cohérence avec l'analyse fournie par le Processus national sur les changements climatiques du Canada (et le Conseil du Trésor), un taux d'actualisation de 10 % est utilisé pour exprimer tous les résultats en dollars canadiens de l'an 2000.

4.5 Coût marginal de la production d'électricité d'origine fossile

Conformément à l'approche d'ensemble adoptée pour l'étude de cas, ce sont les données du rapport PEC99 qui ont été utilisées pour l'évaluation du coût marginal de la production d'électricité d'origine fossile. Dans ce cas, les prévisions du prix de l'électricité pour 2010 ont été utilisées pour représenter le coût marginal de l'électricité en 2010.

Le modèle RFF requérant un prix de l'électricité unique, les projections du prix de l'électricité pour 2010 et 2030 ont été pondérées afin de tenir compte de la part des utilisateurs finaux dans la demande d'électricité. Le prix de l'électricité et la répartition de l'électricité consommée par type d'utilisateurs finaux (résidentiel, industriel et commercial) afin d'obtenir un prix d'électricité pondéré pour 2010. Le prix de l'électricité pondéré obtenu était de 25,70 \$/GJ ou 0,092 \$/kWh.

4.6 Scénario de référence pour l'intensité des émissions provenant de la production d'électricité d'origine fossile

Le scénario de référence pour l'intensité des émissions liées aux combustibles fossiles procède à une évaluation de la réduction des émissions associée à trois situations possibles, favorisées par les instruments d'EF :

- réduction de l'intensité des émissions d'origine fossile;
- adoption accrue des sources d'énergie renouvelable ayant pour effet de supplanter les combustibles fossiles;
- diminution de la demande finale en raison de la fluctuation des prix de l'électricité.

Dans chacune de ces situations, le défi consiste à déterminer le type d'électricité évincé ou déplacé par l'électricité qui est produite à partir de TER reliées au réseau électrique. Il s'agit d'une question très complexe qui a fait l'objet d'analyse et de débats approfondis au cours des dernières années. Fort heureusement, cette étude de cas a pu s'appuyer sur les résultats d'une étude récente (août 2003) réalisée par Environnement Canada dans le cadre du Projet pilote d'élimination et de réduction des émissions et d'apprentissage (PPEREA). Le PPEREA est confronté aux mêmes questions touchant les

déplacements d'émissions que dans cette étude de cas, à savoir : quel type de production d'électricité (et émissions associées) est déplacé lorsque des projets de production d'électricité renouvelable déplacent les sources traditionnelles de production d'électricité?

L'étude d'Environnement Canada a été faite à l'aide de l'outil breveté de modélisation d'ICF, Integrated Planning Model (IPM),²⁴ afin d'établir une projection du type de capacité et des émissions afférentes susceptibles d'être déplacées en raison de l'intégration de produits d'énergie renouvelable. Le modèle IPM établit une distinction entre deux catégories de production d'électricité : « charge de base » et « sur marge ou marginale ». L'analyse du PPEREA part de l'hypothèse que les sources d'énergie renouvelable remplaceront principalement les carburants utilisés dans le cadre d'une production marginale. Des extraits du rapport PPEREA, identifiant les principales hypothèses reliées à la production marginale dans chaque province sont présentés ci-dessous²⁵ :

- **L'Alberta, la Saskatchewan, la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick** sont essentiellement alimentés en charbon lorsqu'ils opèrent sur marge et, dans certains cas, au gaz naturel. On constate une légère différence au Nouveau-Brunswick, où l'orimulsion représente une grande part de la production totale et où sa répartition se fait régulièrement sur marge. En Alberta, le réseau électrique a, par le passé, grandement été tributaire du charbon en hiver. Par conséquent, une quantité moindre de gaz serait utilisée pendant l'été, des mois de demande creuse comme l'indique la capacité en charbon sur marge pour ces mois. Pour la Saskatchewan, l'ICF émet l'hypothèse que, pendant la moyenne saison, les unités au charbon sont moins disponibles en raison des mises hors service pour travaux de maintenance, etc. Cette disponibilité moindre, combinée aux prix du gaz importé, crée une situation dans laquelle les importations américaines sont marginales pendant la moyenne saison²⁶.
- **En Ontario**, la production d'électricité est plus diversifiée, et on constate que plusieurs sources d'énergie sont marginales. La charge de base de l'Ontario s'appuie habituellement sur le nucléaire et l'hydroélectricité, et ce sont surtout le charbon et les importations qui sont sur marge. L'énergie nucléaire qui sera ajoutée après 2004 réduira la dépendance à l'égard du charbon et des importations américaines, ce qui tranchera sur les conditions actuelles en Ontario. Par conséquent, le charbon et les importations sont souvent des unités marginales, et non des charges de base. Les fluctuations du type de capacité marginale en Ontario, c'est-à-dire le charbon bitumineux, le lignite et les importations américaines, reflètent les modifications prévues de la demande future (accroissement au fil des ans), les contraintes environnementales (limites plus strictes pour les oxydes d'azote et les oxydes de soufre en Ontario et restrictions prochaines sur le charbon), ainsi que les prix du combustible et de l'énergie. La combinaison de ces facteurs déplace le type de capacité marginale, au fil des ans.
- **La Colombie-Britannique, le Manitoba et le Québec** s'alimentent en énergie essentiellement à partir de leur capacité hydroélectrique, qui dessert leurs charges de base. En Colombie-Britannique, c'est la biomasse plutôt que le gaz qui est répartie sur marge, en raison de la demande

24 Pour de plus amples renseignements sur le modèle IPM, veuillez consulter le site Web d'Environnement Canada.

25 ICF Kaiser, Analyse de la répartition de l'électricité au Canada — Rapport final, Environnement Canada, 19 août 2003 (accessible à partir du site Web d'Environnement Canada).

26 Remarque : l'étude d'Environnement Canada attribue un niveau nul aux émissions de GES liées aux importations américaines. Même s'il s'agit d'une démarche conforme à celle utilisée dans le cadre du PPEREA, les chiffres réels sont supérieurs à zéro. Les résultats ainsi présentés sont donc prudents.

provinciale relativement faible et de sa petite capacité en énergie fossile. Le gaz naturel répond toutefois aux périodes de demande accrue en hiver. La production d'énergie marginale du Manitoba est dominée par le charbon, sauf en haute saison (décembre et janvier), quand la demande est suffisamment élevée pour justifier l'achat d'importations américaines. Le Québec utilise très peu de combustible fossile et par conséquent, ses facteurs d'émission sont très faibles. Cette province s'appuie essentiellement sur sa biomasse et sur les gaz d'enfouissement pour sa production marginale dans les mois de haute et de basse saison, respectivement; toutefois, pendant les périodes de pointe, les importations américaines sont marginales.

Le Manitoba et le Québec présentent des similitudes : leurs réseaux électriques assurent le gros de leurs charges de base. Toutefois, l'unité marginale du Manitoba est presque toujours le charbon, exception faite d'un mois pour lequel il y a importation. Le Manitoba est une province où la pointe de consommation se situe en hiver. C'est en décembre que la demande est la plus élevée, et il est raisonnable de prévoir que cette province importera de l'énergie pendant cette période de pointe. Cela donne au Manitoba un facteur d'émission de 1,02. Au Québec, c'est souvent la biomasse qui constitue l'unité marginale et, dans une moindre mesure, les gaz d'enfouissement.

Le Québec a une capacité en pétrole et en turbines à combustion de 1,5 GW. Toutefois, cette capacité est rarement utilisée. Comme l'indique une publication de Statistique Canada, *Production, transport et distribution d'électricité, 1999*, cette province a un facteur de capacité inférieur à 3 %. Cela représente environ 250 heures par année. On prévoit que l'influence la plus faible du gaz sur l'intensité des émissions représenterait une valeur inférieure à 0,40 kg/kWh en décembre, un mois de pointe.

L'étude d'Environnement Canada a cerné le type de production mensuelle marginale qui serait déplacée par le recours accru aux sources d'énergie renouvelable. Les résultats ont été élaborés pour chaque province sur une base mensuelle pour la période allant de 2004 à 2007; l'étude a donc élaboré des coefficients d'intensité des émissions qui correspondraient à chacune de ces situations.

Le modèle RFF reposant sur un facteur national de l'intensité des émissions, la production marginale et les intensités des émissions présentées, de manière détaillée, par mois et par province dans l'étude d'Environnement Canada ont été utilisées pour obtenir un coefficient pondéré de l'intensité des émissions à l'échelle nationale. Les résultats sont présentés au tableau 4.1.

Tableau 4.1
Intensité des émissions pondérée pour le Canada

Année	Intensité des émissions [en tonnes de CO ₂ /MWh]
2004	0,47
2005	0,50
2006	0,61
2007	0,53

Dans cette étude de cas, l'année de référence étant 2010, et le rapport d'Environnement Canada ne fournissant que des données pour la période allant de 2004 à 2007, trois options s'offraient pour évaluer l'intensité des émissions en 2010 :

- utiliser la moyenne pour les années 2004 à 2007, soit 0,53 tonnes de CO₂/MWh;
- prendre la projection de 2007 comme valeur pour 2010, soit 0,53 tonnes de CO₂/MWh;
- prévoir une valeur pour 2010 fondée sur une tendance notée au cours des années 2004 à 2007, soit 0,66 tonnes de CO₂/MWh.

Par souci de prudence, cette étude de cas a choisi 0,53 tonnes de CO₂/MWh.

4.7 Courbe du coût de la réduction de carbone pour la production d'origine fossile

Ce paramètre sert à quantifier la réduction de carbone pour un prix du carbone donné, qui sera réalisée par le secteur de l'électricité. Il sert d'étalon à partir duquel les sociétés contraintes de réduire leurs émissions, comparent le coût interne des réductions d'émissions par rapport aux coûts des réductions du secteur de l'énergie renouvelable.

La courbe de réduction du carbone pour le secteur de l'électricité repose *sur le déplacement d'une centrale existante*, où les exigences de réduction des émissions imposent le déplacement de la production d'électricité à forte intensité de GES par une production à plus faible intensité carbonique. Les coûts de réduction sont ensuite évalués en comparant la totalité des coûts du nouveau type de production (soit en dépenses en immobilisations et en coûts variables) par rapport aux coûts variables de la centrale existante.

Dans le cadre de l'évaluation du coût des réductions de carbone au Canada, le coût marginal des réductions de carbone pour le secteur de l'électricité comprend le coût total d'une usine au gaz à cycle combiné (le type même de centrale au gaz dans les périodes postérieures), moins le coût variable du charbon (c.-à-d. les coûts actuels du charbon doivent être comptabilisés dans les coûts de réduction du carbone). De même, les réductions d'émissions différentielles d'une usine au gaz sont simplement l'intensité des émissions attribuables au charbon moins celle attribuable au gaz. La courbe des coûts de réductions marginaux est aussi le résultat d'une combinaison entre les émissions déplacées et les coûts différentiels, où les réductions des émissions sont réalisées jusqu'à ce qu'elles atteignent le maximum des réductions possibles d'émissions provenant du charbon (c.-à-d. le point auquel le charbon est complètement supplanté par le gaz). En réalité, ce point ne saurait être atteint et, par conséquent, on

ne s'attend pas dans cette analyse à ce que la cible fixée pour les réductions des émissions approche le point de déplacement total du charbon.

Il peut sembler surprenant qu'il n'existe aucune évaluation fiable de la courbe de réduction des émissions au Canada. Quoi qu'il en soit, les réductions différentielles des émissions et leurs coûts qui font partie des éléments de la courbe des coûts de réduction du carbone peuvent être évalués facilement. Tout d'abord, les réductions différentielles des émissions sont évaluées, par province, lorsque les usines de combustion au charbon sont déplacées par les usines de combustion au gaz en vertu d'un instrument d'EF obligatoire. Les différences entre les provinces, en ce qui concerne les réductions différentielles des émissions lorsque le charbon est déplacé par le gaz, sont présentées au tableau 4.2. Le tableau indique aussi le total cumulé du carbone (ou potentiel total), exprimé en tonnes par CO₂/MWh, qui a été supprimé.

Tableau 4.2
Réductions des émissions cumulatives et différentielles

Province	En tonnes de CO ₂ /MWh			B. Production au charbon pour 2010 en MWh	A*B = Tonnes de CO ₂ /MWh supprimées	Cumul du CO ₂ /MWh supprimé
	Charbon	Gaz	A. Réductions : charbon moins gaz			
SK	1,4	0,45	1,09	13 331 000	14 497 463	14 497 463
ON	1,15	0,45	0,70	44 301 000	30 899 948	45 397 410
MB	1,02	0,45	0,57	310 000	175 925	45 573 335
AB	1,02	0,45	0,57	39 678 000	22 517 265	68 090 600

Source : ICF, 2003.

Ensuite, le tableau 4.3 présente les données et les calculs utilisés pour évaluer les coûts différentiels et cumulés des réductions de CO₂.

Tableau 4.3
Coûts différentiels et cumulatifs²⁷

	A. Usine au gaz Coût différentiel en \$/kWh	B. Production au charbon en 2010 en MWh	A*B = Coût différentiel* en \$/MWh	Coût cumulatif en \$/MWh
SK	0,0189	13 331 000	251 428 000 \$	251 428 000 \$
ON	0,0173	44 301 000	765 568 000 \$	1 016 996 000 \$
MB	0,0177	310 000	5 497 000 \$	1 022 493 000 \$
AB	0,0194	39 678 000	769 446 000 \$	1 791 939 000 \$

* Les chiffres ayant été arrondis, ils peuvent ne pas être absolument précis.

Source : ICF, 2003.

²⁷ Les conditions actuelles du marché du gaz naturel indiquent que ces valeurs sont probablement basses. Toutefois, la valeur fournie par ICF a été utilisée afin d'assurer une cohérence avec les résultats d'une autre étude utilisée pour cette étude de cas.

La courbe du coût de réduction du carbone est évaluée en établissant une régression des tonnes cumulées supprimées qui figurent au tableau 4.2 par rapport au coût cumulatif indiqué au tableau 4.3. Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en termes de coûts moyens, mais sont aisément converties en coûts totaux :

$$\begin{aligned} \text{Tot.Gen.Cost} &= (c_0 + c_1(\mu_1 - \mu_0)^2 / 2)q \\ &= (c_0 + c_1(\frac{\Delta CO}{q})^2 / 2)q \\ &= c_0q + \beta(\Delta CO)^2 / 2 \end{aligned}$$

où

$$\beta = \frac{c_1}{q}$$

De nos données, nous évaluons β en classant les options de réduction par région selon la rentabilité, puis en procédant à une analyse de régression des coûts cumulatifs de réduction sur $(\Delta CO)^2 / 2$. Le coefficient ainsi obtenu concorde tout à fait et doit seulement être ajusté en fonction de la production totale afin d'obtenir le paramètre c_1 et refléter l'augmentation des coûts marginaux de production attribuable à une diminution d'unité dans l'intensité des émissions.

4.8 Élasticité des prix de la demande en électricité

L'élasticité est utile pour déterminer les fluctuations de la demande d'utilisation finale de l'électricité, liées aux augmentations du prix de l'électricité. Dans le modèle, l'élasticité est nécessaire lorsque l'instrument d'EF a une incidence sur l'utilisation finale en faisant monter le prix de l'électricité. Si le prix de l'électricité augmente, on peut s'attendre à ce que la demande réagisse à l'augmentation du prix. Le modèle est conçu de manière à saisir les variations dans les émissions qui découlent des modifications de l'utilisation finale attribuables à l'instrument d'EF. Par conséquent, il faut disposer d'une élasticité du prix de la demande susceptible d'être appliquée à l'échelle nationale ainsi qu'aux différents utilisateurs finaux.

L'évaluation de l'élasticité totale doit refléter les différences existant entre les régions et les utilisations finales; toutefois, celles-ci ne sont pas immédiatement disponibles au Canada. Les degrés d'élasticité, à court terme, pour les utilisateurs finaux que l'on trouve dans la documentation varient entre -0,03 et -0,70. Fondé, à la fois, sur un examen de la littérature sur le sujet et notre propre analyse, le prix, à court terme, de l'élasticité pour l'électricité devrait être bas, ce qui laisse à penser que les utilisateurs finaux ne sont pas aussi sensibles aux variations de prix. À plus long terme, cependant, les réactions aux prix sont plus importantes. Compte tenu de ces éléments, une élasticité de 0,03 du prix de la demande en électricité a été fixée. Ainsi, une augmentation de 10 % du prix de l'électricité fera chuter la demande de 3 %.

4.9 Taux de rendement du capital investi (RCI) en R-D

Le RCI est utilisé dans le modèle pour saisir les investissements réalisés par les sociétés du secteur des TER. Les sociétés continueront à investir dans la R-D aussi longtemps que l'objectif de RCI est rempli. Les objectifs des sociétés en matière de RCI varient, et aucune indication claire ne peut être dégagée sur le niveau exigé par les sociétés. Une fourchette d'évaluations possibles de RCI de 30 %,

40 % et 50 % a été considérée. Par souci de prudence et afin de refléter les commentaires émis au cours de la séance de définition de l'étendue de l'étude de cas, il a été décidé qu'une évaluation de 30 % serait utilisée pour le modèle.

4.10 Dépenses courantes en R-D sur les sources d'énergie renouvelable au Canada

Ce paramètre est utilisé pour comptabiliser l'accroissement des niveaux de production (en raison de l'adoption des sources d'énergie renouvelable) qui pourraient résulter de l'augmentation des dépenses en R-D. Le modèle exige la prise en compte des dépenses en R-D courantes et prévues en matière de TER afin de projeter la valeur des dépenses en R-D réalisées par le secteur des sources d'énergie renouvelable, notamment les dépenses publiques, en 2010.

Selon la plus récente enquête réalisée par Statistique Canada sur ce secteur d'activité, les dépenses au titre de la R-D en matière de TER s'élevaient à 91 millions de dollars en 2001²⁸. De ce montant, 66 millions de dollars provenaient de l'autofinancement des entreprises; 11 millions de dollars, du financement gouvernemental et 13 millions de dollars étaient issus « d'autres sources ». Les taux de croissance et les projections des dépenses au titre de la R-D réalisées par le secteur des sources d'énergie renouvelable ne sont pas disponibles à l'heure actuelle, mais la croissance peut être inférée de certains indicateurs, notamment l'autofinancement de la R-D par les sociétés elles-mêmes, le financement gouvernemental visant les sources d'énergie renouvelable et les autres sources. Chaque indicateur est commenté de manière plus détaillée ci-dessous :

- **L'autofinancement des dépenses au titre de la R-D par les sociétés elles-mêmes** dans le secteur de l'industrie légère et auprès des compagnies d'électricité atteignait entre 0,6 % et 1 % des revenus entre 1999 et 2001. Cette fourchette peut être utilisée conjointement avec une projection des revenus générés par l'énergie renouvelable tirée du rapport PEC99 afin d'établir une approximation de la R-D sur les TER en 2010. Les revenus des TER du rapport ont été évalués à partir du prix pondéré de l'électricité (pondéré à partir des prix prévalant dans les secteurs industriel, commercial et résidentiel en fonction de leur part dans les ventes aux utilisateurs finaux) et de la part des sources d'énergie renouvelable dans les prévisions du scénario de référence de PEC99. Considérant un coefficient de 0,8 % des dépenses au titre de la R-D par rapport aux revenus tirés de l'énergie renouvelable, le niveau de base de l'investissement du secteur privé dans la R-D au titre des sources d'énergie renouvelable était estimé à 61 millions de dollars en 2000 et à 84 millions de dollars en 2010. Ce qui implique un taux de croissance des dépenses de l'ordre de 3,6 % par an, engagées dans la R-D sur les TER entre 2000 et 2010.
- **Le financement du gouvernement** en matière de TER a augmenté de 15 % entre 1990 et 1999, pour un taux de croissance annuel de 1,5 %²⁹. Toutefois, ce chiffre a doublé entre 1999 et 2002³⁰. Compte tenu de ce fait, le taux de croissance annuelle entre 1990 et 2002 était de l'ordre de 6 %. Cette estimation est utilisée comme une approximation de la croissance future de la part du gouvernement dans le cadre de l'évaluation réalisée par l'enquête sur les recherche et développement industriels de 2001 (de 11 millions de dollars); ce qui indique que les dépenses du gouvernement

28 Statistique Canada, *Recherche et développement industriels, perspective 2003*, Cat. no. 88-202-XIE.

29 RNCAN, *Les énergies renouvelables au Canada — Rapport de situation 2002*.

30 Agence internationale de l'énergie, *R&D Database* (<http://library.iea.org/dbtw-wpd/Textbase/stats/rd.asp>).

en matière de R-D sur les TER seront de l'ordre de 20 millions de dollars en 2010. Il s'agit probablement d'une évaluation prudente étant donné les récents programmes de financement de la R-D dans le cadre du Plan d'action national sur les changements climatiques.

- La part des « *autres sources* » de financement de la R-D sur les TER en 2001 a atteint le taux d'autofinancement des entreprises en R-D, qui est de 4 % par année entre 2001 et 2010. Les 13 millions de dollars provenant d'autres sources en R-D seraient donc portés à 14,9 millions de dollars en 2010.

Considérant les indicateurs, ci-dessus, le total des dépenses en R-D sur les TER projeté pour 2010 était de l'ordre de 129 millions de dollars. D'où une croissance de 42 % dans les dépenses d'ensemble engagées en R-D sur les TER entre 2001 et 2010, soit 4 % par an.

4.11 Scénario de référence pour la demande en électricité d'origine fossile

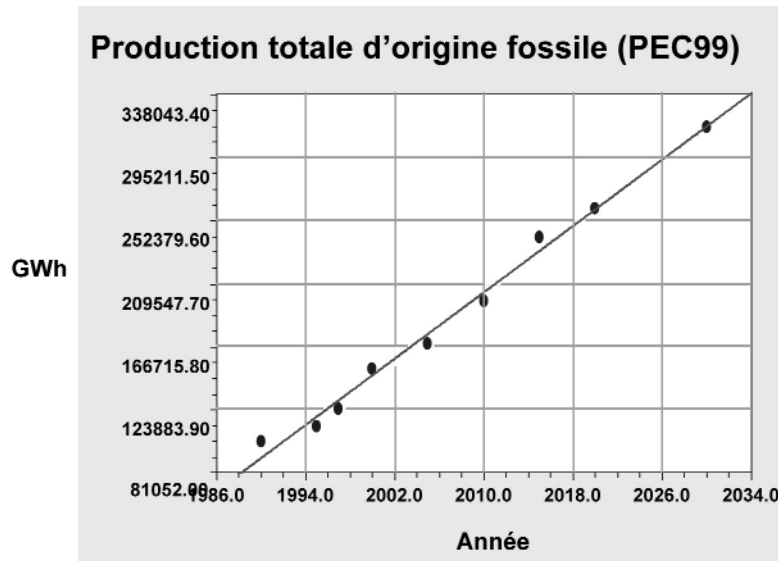
La demande en électricité d'origine fossile constitue le point de référence à partir duquel les changements sur le plan des émissions, la demande et la part de l'énergie renouvelable dans la production sont évalués. En outre, la quantité d'électricité d'origine fossile est un facteur déterminant dans l'évaluation des coûts attribuables aux instruments d'EF.

La prévision du volume de production d'électricité d'origine fossile est directement tirée de PEC99 et se chiffre à 197 728 GWh en 2010³¹. PEC99 n'établissant aucune prévision de volume pour 2030, l'étude de cas a donc préparé une estimation de la production d'électricité d'origine fossile pour 2030. À l'aide des données sur la production d'électricité d'origine fossile fournies dans PEC99, une valeur a été estimée pour 2030 en établissant une régression linéaire (voir le tableau 4.4). Grâce à l'équation illustrée dans le tableau 4.4, qui était évaluée en fonction de la part de la production d'électricité d'origine fossile de 1990 à 2020, la production d'électricité d'origine fossile a été estimée à 316 628 GWh en 2030.

31 Dans le PEC99, les combustibles fossiles comprennent le charbon, le gaz et le pétrole.

Tableau 4.4

Scénario de référence estimé de la production d'électricité d'origine fossile en 2030



Données du coefficient utilisées pour évaluer la demande en électricité d'origine fossile en 2030. Estimation réalisée à partir du PEC99 :

Ajustement linéaire : $y = a+bx$

Données du coefficient :

y = année

x = prix

a = -1.1E+07

b = 5632.308

R2 = 0.99

Source : PEC99 et estimation pour 2030

Le tableau 4.5 offre un résumé de la production d'électricité au Canada, qui est visée par la présente étude de cas. Cette étude couvre 37 % de la production d'électricité au Canada en 2010.

Tableau 4.5
Projection de la part des TER reliées au réseau électrique et de la production d'origine fossile en 2010

Technique de production d'électricité	Production d'électricité projetée en 2010 [GWh]	Pourcentage de la production totale
TER reliées au réseau électrique (comprises dans cette étude)	31 000*	5 %
Combustibles fossiles (charbon, gaz et pétrole, comprises dans cette étude)	198 000**	32 %
Autres (nucléaire et énergies renouvelables exclues de cette étude)	394 000	63 %
TOTAL	623 000**	100 %

* *L'avenir énergétique au Canada : scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025 (Scénario Techno-Vert)*, Office national de l'énergie, 2003,

http://www.neb-one.gc.ca/energy/SupplyDemand/2003/index_f.htm.

** *Perspective des émissions du Canada : une mise à jour*, Ressources naturelles Canada, 1999,

<http://www.nrcan.gc.ca/es/ceo/francais.htm>.

4.12 Scénario de référence pour l'énergie renouvelable fournie annuellement

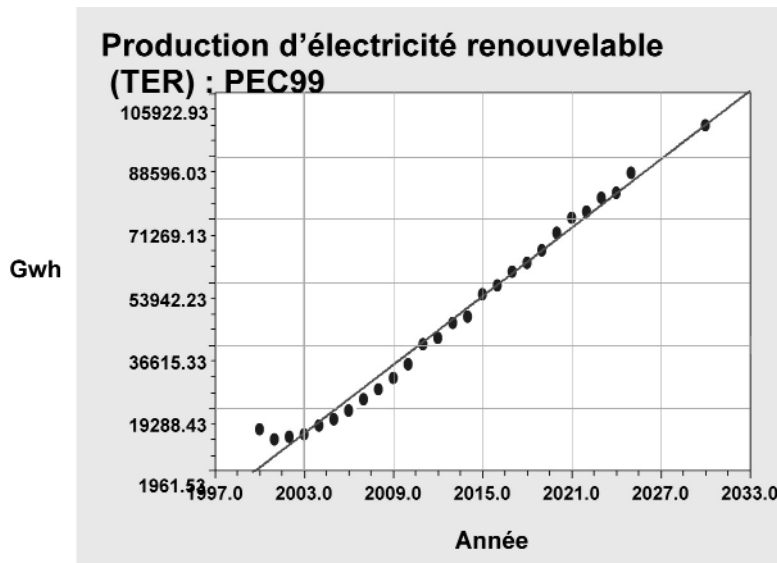
À l'instar de la production d'électricité d'origine fossile, la quantité de base de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable est un point de référence important dans le cadre du modèle. En effet, c'est à partir de ce point que sont mesurés les changements sur le plan de la part de l'énergie renouvelable au titre des différents types de production d'électricité.

Malheureusement, PEC99 ne fournit pas de prévision sur les sources d'énergie renouvelable. Il a donc fallu recourir à une autre source de renseignements. Par conséquent, nous avons utilisé le taux de croissance des TER reliées au réseau électrique dont se sert le rapport de l'Office national de l'énergie (ONE) de 2003³² et avons appliqué cette valeur au scénario proposé par le PEC99. Dans le rapport de l'ONE de 2003, les énergies renouvelables croissent de 512 % entre 2000 et 2025, ce qui implique que la croissance des sources d'énergie renouvelable se chiffrera aux alentours de 600 % entre 2000 et 2030. En appliquant cette estimation à la valeur réelle de 1997 rapportée dans PEC99, on obtient une production de base d'électricité à partir de TER reliées au réseau électrique de 31 000 GWh en 2010 et de 97 000 GWh en 2030, lesquelles étaient toutes deux envisagées par le modèle.

32 Office national de l'énergie, *L'avenir énergétique au Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025. Annexe 3 : demande d'énergie*, 2003, http://www.neb-one.gc.ca/energy/SupplyDemand/2003/index_f.htm.

Tableau 4.6

Estimation du scénario de référence visant la production d'électricité à partir des TER reliées au réseau électrique en 2030



Données du coefficient utilisées pour l'évaluation de la demande d'électricité d'origine fossile en 2030. Évalué à partir de PEC99 :

Ajustement linéaire : $y=a+bx$

Données de coefficient :

y = année

x = prix

a = $-1.1E+07$

b = 5632.308

$R^2 = 0.99$

Source : PEC99 et estimation pour 2030.

4.13 Prix du carbone

Dans le modèle, le prix du carbone est fixé de manière à établir une cible de réduction des émissions (ou environnementale). Le prix du carbone est lié à la courbe des coûts de réduction du carbone afin d'obtenir une cible de réduction des émissions pour un prix de carbone donné. Il est important de fixer le prix du carbone aux fins de l'analyse puisqu'il sert à obtenir la cible de réduction des émissions que tous les instruments d'EF doivent atteindre. Ainsi, le modèle fait en sorte que la comparaison des instruments soit réalisée de manière cohérente grâce à la définition d'une cible de réduction du carbone. Le prix du carbone est exprimé en dollars par tonne de carbone réduit et fixé à 10 \$ la tonne.

La section suivante présente les méthodes utilisées dans l'étude de cas et ses résultats.

5. Analyse sur le plan de l'économie et de la politique — Application au Canada

5.1 Introduction

Cette section présente les résultats de la modélisation économique de chaque instrument fiscal. L'analyse s'articule autour des sujets suivants :

- vue d'ensemble des instruments fiscaux évalués;
- vue d'ensemble du modèle de RFF utilisé pour évaluer les instruments;
- résumé des résultats (notamment un guide pour comprendre les résultats);
- discussion détaillée du scénario de référence et de chaque instrument fiscal;
- analyse de sensibilité des résultats;
- conclusion.

5.2 Vue d'ensemble des instruments fiscaux évalués

En collaboration avec la TRNEE, un scénario de référence et cinq instruments fiscaux ont été sélectionnés et modélisés. Ces instruments sont les suivants :

- *Un prix des émissions*, qui fonctionne de manière analogue à un système d'échange de droits d'émission ou à une taxe sur le carbone. Selon ce scénario, un prix fictif d'équivalent en carbone de 10 \$ la tonne de CO₂ a été établi. Ce prix fictif correspond au coût d'un permis d'émission ou au taux d'imposition du carbone. Le prix des émissions est appliqué uniformément à l'ensemble de la production d'électricité d'origine fossile au Canada en 2010.
- *Une norme de pourcentage d'énergie renouvelable dans les portefeuilles (NPERP ou Renewable Portfolio Standard)*, 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. Par conséquent, le modèle compare l'adoption de l'énergie renouvelable pouvant être attribuée à une NPERP par rapport à la production d'électricité d'origine fossile et non pas à la production d'électricité dans son ensemble. Aucune contrainte n'est exercée sur les technologies ou la répartition régionale de la NPERP totale. Les prix sont plutôt utilisés comme un facteur déterminant du genre de technologie fournie au prix de l'électricité qui prévaut en vertu de la NPERP.
- *Une subvention à la production d'électricité renouvelable*, qui est modélisée comme une subvention directe aux producteurs utilisant des TER reliées au réseau électrique, sur une base de kilowattheure (kWh). En pratique, cette subvention pourrait comprendre tout 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.
- *Une combinaison NPERP et subvention à la production*, modélisées en tandem tant au cours de la première que de la seconde phase. Nous avons fait prédominer la politique de la NPERP. En effet, une NPERP devient inutile si la subvention favorise une augmentation induite de la production

d'électricité renouvelable. Une caractéristique de cette combinaison qui mérite d'être précisée a trait au cas où les instruments sont mis en œuvre de manière isolée. Le prix du certificat vert est alors compensé en partie par la subvention. Ce résultat entraînera, par conséquent, des changements de répartition en termes d'imposition des coûts.

- *Une subvention à la R-D*, soit un programme destiné à réduire à l'avenir les coûts inhérents à la production d'électricité renouvelable. En tant que tel, on peut s'attendre à ce que l'instrument ait des répercussions plus grandes dans les périodes futures. Le modèle indique le niveau d'augmentation de la R-D en matière d'énergie renouvelable qui est nécessaire pour atteindre l'objectif visé de réduction des émissions.

Il est important de garder à l'esprit que les niveaux des instruments, comme la cible fixée pour la NPERP (c.-à-d. 10 % de la production d'énergie devant provenir de sources d'énergie renouvelable) ou le montant de la subvention (c.-à-d. 0,01 \$ par kWh), sont résolus de manière endogène dans le modèle. Chaque instrument devant atteindre une cible de réduction d'émissions commune (ou objectif de politique), le modèle indique le niveau qui doit être fixé par la politique pour atteindre la cible de réduction du carbone. Les résultats prévus comprennent les niveaux des instruments tels que la cible de la NPERP, la mesure de la subvention ou l'investissement dans la R-D.

5.3 Vue d'ensemble du modèle de RFF en ce qui concerne l'adoption de l'énergie renouvelable

Dans cette étude de cas, c'est le modèle unifié analytique fourni par *Resources for the Future* (RFF) qui a été utilisé aux fins d'évaluation de l'impact des instruments fiscaux sur le développement et la diffusion de l'énergie renouvelable. Ce modèle a été élaboré et testé pour l'Environmental Protection Agency des États-Unis afin d'évaluer les instruments fiscaux à privilégier pour la promotion des TER. Le modèle analytique est délibérément simple afin de souligner les caractéristiques clés. Il vise deux secteurs : un secteur qui émet du CO₂ et l'autre qui n'en émet pas. Tous deux sont présumés être tout à fait concurrentiels et fournir un produit identique : l'électricité. La production d'électricité d'origine fossile est censée être la technologie marginale qui établit le prix de l'électricité pour l'ensemble du marché. Pourtant, dans la mesure où l'énergie renouvelable demeure concurrentielle, elle supplante les combustibles fossiles en matière de production d'électricité dans les périodes de politiques futures.

Le modèle comporte deux phases (c.-à-d. une phase à court terme qui s'étend de 2010 à 2015 et une phase à plus long terme allant 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. Aussi, par l'effet des changements technologiques et de l'innovation, l'investissement dans le savoir fait baisser les coûts de production de l'électricité renouvelable pendant la seconde phase. Les changements technologiques et l'innovation sont ainsi intégrés au modèle aux fins d'évaluation des avantages et inconvénients des instruments fiscaux. Une hypothèse importante veut que les sociétés tiennent pour acquis non seulement les prix courants, mais aussi ceux de la seconde phase, en raison des attentes rationnelles qu'elles entretiennent vis-à-vis de ces prix. Il s'agit d'une hypothèse plausible dans la mesure où les compagnies d'électricité établissent, de manière courante, des prévisions de prix pour les périodes futures, en particulier lorsqu'elles envisagent des dépenses en immobilisations importantes. En outre, le fait que les contrats de fourniture d'électricité à long terme sont ceux qui prévalent le plus ajoute un élément de certitude sur le plan du prix pour les périodes à venir. L'annexe B offre davantage de renseignements à propos du modèle analytique.

Le secteur de la production d'électricité qui émet du CO₂ dépend des combustibles fossiles. La technologie utilisée par ce secteur étant éprouvée, les gains de productivité réalisés grâce à la R-D nouvelle sont censés être négligeables³³. Ses coûts de production marginaux sont présumés demeurer constants relativement à la puissance fournie et croître au fur et à mesure des réductions 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 les coûts de production marginaux qui sont fonction du niveau d'intensité choisi, et toute taxe réelle, comme un prix des émissions intégré à une unité additionnelle de puissance fournie ou le coût 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 de CO₂ grâce aux sources d'énergie renouvelable. À la différence de la courbe de l'offre de l'électricité d'origine fossile, qui est ouverte et suit le coût marginal, à long terme, de l'électricité, la courbe de l'offre en énergie renouvelable tend à progresser vers le haut, reflétant les coûts de production marginaux qui augmentent avec la puissance fournie (voir la section 3). La production d'électricité renouvelable faisant appel à une technologie récente, les coûts de l'électricité renouvelable ont tendance à baisser avec le temps, au fur et à mesure que le stock de connaissances croît. Il existe deux manières d'augmenter le stock de connaissances : investir dans la R-D ou dans « l'apprentissage par la pratique », qui est une fonction de la puissance totale fournie au cours de la première phase du modèle. La société représentative du secteur de l'énergie renouvelable choisit les niveaux de la puissance à fournir pour chaque phase et ceux des investissements en R-D propres à maximiser ses profits. Au cours de la première phase, elle produit de l'énergie jusqu'à ce que le coût de production marginal soit égal à la valeur reçue pour le surplus de puissance fournie, y compris le prix du marché concurrentiel, toute subvention à la production et la contribution d'une telle puissance fournie aux réductions de coûts à venir grâce à l'apprentissage par la pratique. Le producteur investit aussi dans la recherche jusqu'à ce que les valeurs actualisées nettes qu'il réalise grâce à la R-D soient égales aux coûts des investissements sur marge. Au cours de la seconde phase, la production ne génère aucun avantage sur le plan de l'apprentissage, de sorte qu'elle dépend seulement du prix réel des sources d'énergie renouvelable.

La production d'électricité au moyen de TER reliées au réseau électrique et la production d'électricité d'origine fossile sont censées être des substituts parfaits du point de vue du consommateur. La demande en électricité des consommateurs est une fonction décroissante du prix et, en équilibre, la consommation totale doit être égale à l'offre totale, où cette dernière correspond à la somme de la production d'électricité d'origine fossile et de la production d'électricité à partir de TER reliées au réseau électrique.

Dans ce modèle, les technologies des combustibles fossiles constituent la technologie marginale (en présumant des coûts marginaux fixes), et leurs coûts de production déterminent le prix de l'électricité. La production d'électricité d'origine fossile satisfait à la demande restante une fois produite l'énergie renouvelable rentable, de sorte que toute augmentation de la production d'énergie renouvelable « déplace » la production d'électricité d'origine fossile. Étant donné que les coûts inhérents au secteur

33 Bien qu'il ne soit pas strictement véridique que les technologies des combustibles fossiles n'effectueront aucun progrès technologique, l'intégration au modèle d'un taux de progression relative positif, mais plus lent, compliquerait l'analyse, sans toutefois fournir de nouvelles données d'intérêt.

des combustibles fossiles sont répercutés sur les consommateurs, leur surplus de producteur est, par définition, toujours nul (c.-à-d. le secteur des combustibles fossiles n'est pas directement touché par les instruments fiscaux en matière de modification des prix, mais connaît des changements sur le plan de la demande en combustibles fossiles qui pourraient entraîner des coûts indirects associés aux coûts variables fixes issus d'une capacité fossile réduite).

Le secteur de l'énergie renouvelable affiche un surplus du producteur positif : soit la zone entre le prix reçu et la courbe des coûts marginaux. Cela signifie que certaines sociétés du secteur peuvent produire à un prix qui se situe en deçà du prix du marché subventionné et, par conséquent, tirer certains bénéfices de l'instrument fiscal. Cet indicateur est évalué dans le modèle.

Le surplus des consommateurs est la zone située sous la courbe de la demande et au-dessus du prix de l'électricité. La modification du surplus des consommateurs par l'effet de la politique sur l'énergie renouvelable dans ce modèle d'équilibre partiel est sensiblement équivalente au changement dans le prix de détail attribuable à l'instrument fiscal multiplié par la moyenne des quantités demandées. La fluctuation du surplus des consommateurs constitue une approximation de l'impact du coût de chaque instrument fiscal sur les consommateurs — autrement dit, face à des prix plus élevés, quelle est l'augmentation des coûts pour le secteur des consommateurs?

Les politiques influent également sur les recettes du gouvernement, que nous appellerons transferts, en partant du principe que ces recettes sont prélevées ou rendues de manière forfaitaire. Par exemple, un impôt génère des recettes pour le gouvernement alors que le programme de R-D constitue une dépense. La fluctuation de ces transferts est égale aux recettes fiscales moins les coûts des subventions ou des programmes.

Le changement au plan du bien-être de la société, par l'effet d'une politique, est équivalent à la somme des variations du surplus des consommateurs et des producteurs, moins celles des transferts de recettes entraînés par la subvention ou l'impôt. Comme nous visons des réductions d'émissions équivalentes pour chaque instrument fiscal, nous tenons les effets sur l'environnement comme stables dans les différents scénarios de politique. Quoi qu'il en soit, la répartition des réductions d'émissions au cours des deux phases est modifiée par chacun des instruments.

De toute évidence, il est peu probable que le bien-être soit le seul facteur d'évaluation de la politique. D'autres indicateurs comme le total des émissions, le surplus du consommateur, la part de marché de l'énergie renouvelable et ainsi de suite peuvent aussi servir à l'évaluation. Des facteurs d'« équilibre général » — comme les interactions sur le plan des distorsions fiscales, la perte ou autres dysfonctionnements du marché — peuvent aussi revêtir une certaine importance aux fins de déterminer l'impact sur le bien-être de la société. Les exigences de la politique économique peuvent aussi être des facteurs importants de définition des objectifs d'une politique. Ces questions n'ayant pas été modélisées, cette présentation de l'équilibre partiel du bien-être dans le cadre de ce secteur ne reflétera pas la totalité des répercussions sur la société. Cependant, le bien-être représente une valeur de référence utile.

Dans cette étude de cas, nous calculons les coûts inhérents à l'atteinte des cibles de réduction des émissions, alors que les avantages des instruments fiscaux ne sont pas évalués. Puisqu'ils ont pour effet de déplacer les combustibles fossiles, les instruments fiscaux devraient avoir un certain nombre de répercussions positives d'ordre environnemental et économique, notamment :

- amélioration de la qualité de l'air ambiant et la réduction des émissions de carbone dans l'atmosphère;
- prévention des répercussions négatives de la mauvaise qualité de l'air ambiant sur les écosystèmes fragiles et les récepteurs de santé, et la valeur économique inhérente aux dommages ainsi évités;
- avantages découlant de l'atténuation du changement climatique, comme la prévention des dommages aux écosystèmes, à la santé et à l'économie qui sont causés par des phénomènes météorologiques extrêmes, des variations de température et l'élévation du niveau de la mer, sans oublier la valeur économique attachée aux dommages ainsi évités.

Même s'il est important d'évaluer l'utilité des instruments fiscaux par rapport à une perspective sociale, en stipulant une cible de réduction des émissions commune qui doit être atteinte par tous les instruments, les bénéfices de ces derniers sont en quelque sorte fixés d'avance dans l'étude de cas. Par conséquent, leurs avantages sont censés être constants quel que soit l'instrument fiscal, et chaque instrument est ensuite évalué sur la base du coût en matière de bien-être.

La section suivante comporte une présentation des résultats de la modélisation ainsi qu'une discussion de ceux-ci en matière de changements par rapport au scénario de référence et aux indicateurs absolus.

5.4 Résumé des résultats

En examinant le résumé des résultats, il est important de se souvenir qu'ils sont une fonction de la manière dont le marché de l'énergie est influencé par chaque instrument. Dans le modèle, cela signifie que les résultats varient selon les modifications apportées aux trois « catalyseurs de décarbonisation » :

- la pénétration des sources d'énergie renouvelable;
- l'intensité carbonique de la production d'électricité d'origine fossile;
- la demande totale d'électricité.

Les résultats qui figurent aux tableaux 5.1 et 5.2 peuvent, par conséquent, découler de la propension d'un instrument à toucher un des catalyseurs de décarbonisation ou tous les trois. Le tableau 5.1 présente les valeurs estimées pour chaque scénario; le tableau 5.2 illustre les variations procentuelles dans les résultats par rapport au scénario de référence. Chaque élément numéroté qui figure dans la première colonne, qui est le résultat de la modélisation, est défini comme suit :

1. **Aucun scénario de référence.** Notre modèle prévoit que, en l'absence de politique, la production d'énergie renouvelable augmentera de 13 à 17 % par rapport à la production comprise dans la seconde phase, ce qui correspond à une réduction des émissions de 5 %. Des scénarios de politiques ultérieurs cibleront une réduction d'ensemble de 12 % des émissions combinées dans les deux phases du scénario de référence, où aucune politique n'a été prévue.
2. **Niveau de politique fixé à 12 % de réduction des émissions.** Cet élément fournit une évaluation de la taille de l'instrument fiscal qui est nécessaire pour atteindre la cible de réduction des émissions de carbone :
 - Dans le cadre du prix des émissions, une taxe de 10 \$ la tonne de CO₂ atteindrait une réduction des émissions de carbone de 12 % par rapport au volume de référence d'émissions de carbone de 106 mégatonnes (Mt).

- Dans le cadre de la NPERP, une norme de portefeuille de 24 % atteindrait une réduction des émissions de carbone de 12 %. Ce pourcentage de 24 % correspond à la part finale de la production d'électricité renouvelable dans la production d'électricité visée par cette étude, qui comprend à la fois la production d'électricité renouvelable et la production d'électricité d'origine fossile, mais exclut l'hydroélectricité à grande échelle et le nucléaire.
 - Dans le cadre de la subvention à la production d'électricité renouvelable, une valeur d'environ 0,6 cent par kWh atteint l'objectif de politique de 12 % de réduction du carbone.
 - Lorsque la NPERP est combinée avec une subvention de 0,2 cent, elle doit être fixée à la cible un peu plus élevée de 24,2 %.
 - Dans le cadre d'une subvention à la R-D, un programme qui augmente les dépenses en R-D de 61 % au dessus des niveaux fixés par le scénario de référence de R-D atteindrait la cible.
- 3. Prix de l'électricité (en \$/kWh).** Cet élément 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). Dans le tableau 5.1, un prix situé au-dessus du scénario de référence indique un changement dans le prix de l'électricité attribuable à l'instrument. Le tableau 5.2 fournit une indication de la variation procentuelle par rapport au scénario de référence.
- 4. Émissions de carbone (en Mt).** Les émissions de carbone sont présentées comme des estimations annuelles en mégatonnes de CO₂ pour les dernières années des première et seconde phases. Les réductions de carbone sont influencées par les trois catalyseurs de la manière suivante :
- La pénétration de l'énergie renouvelable a pour effet de déplacer la production d'électricité d'origine fossile quand un instrument réduit les coûts de production de l'énergie renouvelable par rapport à ceux de la production d'électricité d'origine fossile;
 - L'intensité carbonique de la production d'électricité d'origine fossile est réduite lorsque le prix du carbone est fixé dans le contexte du secteur des combustibles fossiles (c.-à-d. réduction des émissions résultant du remplacement du charbon par le gaz naturel dans la production d'électricité);
 - Une augmentation des prix de l'électricité réduit la demande totale d'électricité, d'où le déplacement de la production d'électricité d'origine fossile.
- Pour chaque scénario, les émissions de carbone sont estimées en multipliant l'intensité des émissions « sur marge » provenant des combustibles fossiles par la quantité des combustibles fossiles fournie. Aucune émission n'est associée à la production d'électricité renouvelable.
- 5. Production d'électricité renouvelable (en MWh 10¹¹).** Cette rangée renvoie à la puissance fournie d'électricité renouvelable au cours des deux phases. Celle-ci est une fonction des différentiels des coûts de production entre l'énergie renouvelable et les combustibles fossiles. Les instruments ont une incidence sur le différentiel des coûts en subventionnant la production d'électricité renouvelable, en suscitant des réductions de coûts de la production de l'énergie renouvelable grâce à l'innovation ou en taxant la production d'électricité d'origine fossile. À noter, à ce stade, la présence d'un élément temporel. Les instruments qui favorisent l'innovation diminuent les coûts liés aux sources d'énergie renouvelable au cours de la seconde période.

6. **Production d'électricité d'origine fossile (en MWh 10¹¹).** À l'instar de la production d'électricité renouvelable, la production d'origine fossile est modifiée par les instruments en raison des changements de prix en matière de coûts de production. Les baisses de la demande totale, qui ont lieu lorsqu'un instrument entraîne une augmentation du prix de l'électricité, ont aussi une influence sur la production d'origine fossile.
7. **Production totale d'électricité (en MWh 10¹¹).** La production totale d'électricité comprend la production d'origine fossile et celle à partir de sources d'énergie renouvelable; les variations indiquent que l'instrument a une incidence sur la demande finale en raison des augmentations du prix de l'électricité.
8. **R-D en matière d'énergie renouvelable (en M \$).** Les dépenses sont exprimées en millions de dollars par an en matière de R-D financée par les secteurs public et privé.
9. **Réductions de coût additionnelles pour l'électricité renouvelable.** Cette rangée indique le pourcentage de réduction du coût de l'électricité renouvelable qui se situe en deçà du scénario de référence.
10. **Surplus des consommateurs (en M \$).** Il s'agit du coût net de l'instrument pour les consommateurs, mesuré en matière de variation de la valeur présente du coût total pour les consommateurs au cours des deux phases. On observe un surplus des consommateurs négatif lorsque l'instrument fait monter le prix de l'électricité.
11. **Surplus du producteur (en M \$).** Il renvoie aux changements opérés dans l'évaluation des profits totaux du secteur de la production d'électricité renouvelable 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. Auquel cas, des profits peuvent être réalisés si certains coûts de production de l'électricité renouvelable se situent en dessous du prix de l'électricité dans le scénario.
12. **Transferts (en M \$) :** Il s'agit de la modification apportée aux recettes du gouvernement. Un chiffre positif indique des recettes et un chiffre négatif, des décaissements. La projection correspond à un coût total pour les deux périodes.
13. **Bien-être (à l'exclusion des répercussions positives sur l'environnement, en M \$) :** Il s'agit du changement dans le bien-être de la société, et qui constitue une approximation du coût de l'instrument pour la société. Il correspond à la somme des transferts et des surplus des consommateurs et des producteurs. Le bien-être est une donnée importante puisque tous les scénarios comportent la même cible de réduction des émissions, mais entraînent des coûts différents au plan social.
14. **Bien-être par rapport au prix des émissions.** Ce coefficient qui indique simplement les coûts sur le plan du bien-être de chaque scénario par comparaison avec le scénario du prix des émissions. Le prix des émissions a été choisi comme valeur de comparaison parce qu'il est celui qui entraîne les coûts les moins élevés pour la société en matière de bien-être.

Tableau 5.1
Résumé des résultats de la modélisation des instruments fiscaux

	Scénario de référence	Prix des émissions	NPERP	Subventions à la production d'électricité renouvelable (SPER)	Combinaison NPERP et subvention à la production d'électricité renouvelable	Subvention à la R-D sur l'ER
Niveau de politique correspondant à une réduction des émissions de 12 %		10 \$/tCO ₂	24 %	0,006 \$	NPERP = 24,21 % SPER = 0,002 \$	61 %
Prix de l'électricité (en \$/kWh)						
1 ^{re} phase	0,092 \$	0,097 \$	0,095 \$	0,092 \$	0,095 \$	0,092 \$
2 ^e phase	0,092 \$	0,097 \$	0,093 \$	0,092 \$	0,092 \$	0,092 \$
Émissions de carbone (en Mt CO ₂)						
1 ^{re} phase	106	98,10	91,00	98,97	91,08	104,00
2 ^e phase	101	84,40	91,90	83,50	91,95	77,40
Production d'électricité renouvelable (en MWh 10 ¹¹)						
1 ^{re} phase	0,29	0,40	0,54	0,42	0,55	0,31
2 ^e phase	0,38	0,66	0,55	0,72	0,55	0,83
Production d'électricité d'origine fossile (en MWh 10 ¹¹)						
1 ^{re} phase	2,00	1,85	1,71	1,87	1,72	1,98
2 ^e phase	1,91	1,59	1,73	1,57	1,73	1,46
Production totale d'électricité (en MWh 10 ¹¹)						
1 ^{re} phase	2,29	2,25	2,26	2,29	2,27	2,29
2 ^e phase	2,29	2,25	2,28	2,29	2,29	2,29
R-D sur l'énergie renouvelable (en M \$)	129\$	450\$	320\$	533\$	325\$	1 576\$
Réductions supplémentaires des coûts liés aux sources d'énergie renouvelable	0 %	15 %	13 %	16 %	13 %	26 %
ΔSurplus des consommateurs (en M \$)	0 \$	(11 690 \$)	(4 521\$)	0 \$	(3 533 \$)	0
ΔSurplus du producteur (en M \$)	0 \$	2 215 \$	3 480 \$	2 846 \$	3 547 \$	1 590 \$
ΔTransferts (en M \$)	0 \$	8 896 \$	0 \$	(3 557 \$)	(1 072 \$)	(3 890 \$)
ΔBien-être – aucuns bénéfices évalués (en M \$) [9+10+11=12]	0 \$	(579 \$)	(1 041 \$)	(711 \$)	(1 058 \$)	(2 300 \$)
ΔBien-être par comparaison avec le prix des émissions	-	1,00	1,80	1,23	1,83 \$	3,97

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

Source : Marbek et RFF.

Tableau 5.2
Résumé des résultats de la modélisation
Comparaison des scénarios à partir du scénario de référence ou du prix des émissions

	Scénario de référence (SR)	Prix des émissions	NPERP	Subventions à la production d'électricité renouvelable (SPER)	Combinaison NPERP et SPER	Subvention à la R-D sur l'ER
Prix de l'électricité (en \$/kWh)						
1re phase	SR	5 %	4 %	0 %	3 %	0 %
2e phase	SR	5 %	1 %	0 %	0 %	0 %
Émissions de carbone (en Mt)						
1re phase	SR	-7 %	-14 %	-7 %	-14 %	-2 %
2e phase	SR	-16 %	-9 %	-17 %	-9 %	-23 %
Production d'électricité renouvelable (en MWh 10 ¹¹)						
1re phase	SR	38 %	88 %	46 %	89 %	8 %
2e phase	SR	74 %	45 %	89 %	46 %	118 %
Production d'électricité d'origine fossile (en MWh 10 ¹¹)						
1re phase	SR	-8 %	-14 %	-7 %	-14 %	-1 %
2e phase	SR	-17 %	-9 %	-18 %	-9 %	-23 %
Production totale d'électricité (en MWh 10 ¹¹)						
1re phase	SR	-2 %	-1 %	0 %	-1 %	0 %
2e phase	SR	-2 %	0 %	0 %	0 %	0 %
R-D sur l'énergie renouvelable (en M \$)	SR	248 %	148 %	313 %	151.9 %	1121 %
Réductions supplémentaires des coûts liés aux sources d'énergie renouvelable	SR	8 %	6 %	9 %	6 %	19 %
ΔSurplus des consommateurs (en M \$)	Par rapport aux émissions		39 %	0 %	30 %	0.0 %
ΔSurplus du producteur (en M \$)	Par rapport aux émissions		157 %	129 %	160 %	72 %
ΔTransferts (en M \$)	Par rapport aux émissions		0 %	-40 %	-12 %	-44 %
ΔBien-être – aucuns bénéficiaires évalués (en M \$) (9+10+11=12)	Par rapport aux émissions		180 %	123 %	183 %	397 %

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

Source : Marbek et RFF.

5.5 Discussion sur le scénario de référence et les instruments fiscaux

Le scénario de référence et chacun des cinq instruments fiscaux (prix des émissions, NPERP, subvention à la production, combinaison NPERP et subvention à la production, subvention à la R-D) sont discutés, ci-dessous.

5.5.1 Scénario de référence

Le scénario de référence fournit les données de base à partir desquelles les variations procentuelles figurant au tableau 5.2 ont été estimées. La pénétration de l'énergie renouvelable est projetée en fonction des coûts relatifs de la production d'électricité d'origine fossile et de celle de l'électricité renouvelable. La pénétration de référence des sources d'énergie renouvelable augmente avec le temps, l'innovation en réduisant les coûts de production.

La production totale d'électricité demeure la même dans les deux phases du scénario de référence. Par conséquent, la pénétration des sources d'énergie renouvelable diminue l'intensité des émissions de carbone émanant de l'ensemble de la production d'électricité. Cela est illustré comme une diminution des émissions de carbone dans le temps; d'un niveau annuel de 106 mégatonnes/an au cours de la première phase, l'intensité carbonique passe à 101 mégatonnes/an au cours de la seconde phase. On reconnaît que la production d'électricité augmente avec le temps, mais la production totale d'électricité dans le modèle est fixe dans les deux phases de sorte que les réactions des politiques à l'offre et à la demande peuvent être mieux comprises.

5.5.2 Prix des émissions

Le prix des émissions permet de réduire les émissions en reflétant leur coût, soit en matière de dommages à l'environnement (comme pour une taxe de pollution) ou en matière de coût de renonciation ailleurs dans l'économie (à l'instar d'un système « plafond et échange » de droits d'émission). Ce prix envoie le message 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 moins forte intensité carbonique. Comme le prix de l'énergie d'origine fossile comprend le coût du carbone associé à cette forme de production, le prix de l'électricité montera aussi, ce qui entraîne un double effet. Tout d'abord, cela incite les *consommateurs* à réduire leur consommation d'énergie (par exemple, en utilisant des électroménagers plus écoénergétiques). Ensuite, le prix reçu par les *producteurs d'électricité renouvelable* s'en trouve augmenté, ce qui favorise la production d'énergie à l'aide de technologies de production qui n'entraînent aucune émission et l'investissement dans ces dernières.

En l'absence de dysfonctionnements majeurs du marché, ce triple effet de décarbonisation constitue la méthode la plus rentable de réduire les émissions. En d'autres termes, le fait que les producteurs d'électricité d'origine fossile, les producteurs d'électricité renouvelable et les consommateurs réagissent tous signifie qu'il faudra consacrer moins de ressources pour atteindre les objectifs de réduction des émissions en comparaison avec les politiques qui ciblent seulement un ou deux « catalyseurs de décarbonisation ».

Les résultats montrent qu'un prix modeste des émissions à 10 \$/tCO₂ entraîne une chute des émissions de 10 % par rapport au scénario de référence. À comparer aux autres politiques atteignant cette cible, le prix des émissions est le scénario qui entraîne la plus forte hausse du prix de l'électricité (5 %) et

exige le moins de sources d'énergie renouvelable. Ces résultats sont cohérents. En effet, la baisse de la demande causée par une augmentation du prix et les efforts entrepris par les producteurs d'électricité d'origine fossile de réduire l'intensité de leurs émissions en réaction à l'imposition d'un prix sur le carbone, atténuent la nécessité de recourir aux sources d'énergie renouvelable afin de réduire le carbone. Cette approche tripartite se reflète dans le changement au bien-être (579 million \$), c'est-à-dire que le prix des émissions est, parmi les instruments envisagés dans cette étude, celui qui a l'incidence la plus faible sur le bien-être (voir le tableau 5.1).

Effets du scénario selon des facteurs et intervenants différents :

- Les consommateurs subissent les prix d'électricité les plus élevés et des pertes de surplus dans le contexte du scénario du prix des émissions. De nombreux consommateurs étant aussi des contribuables, l'utilisation des recettes (c.-à-d. des transferts) est importante pour évaluer l'effet net sur les ménages.
- Du point de vue des producteurs d'électricité d'origine fossile, le prix des émissions a un impact modeste, mais tangible, sur la production d'électricité renouvelable, les coûts de production et le surplus des producteurs. Cet impact demeure relativement constant dans les deux phases et n'a pas un effet plus important dans une phase que dans l'autre.
- En ce qui concerne les producteurs d'électricité d'origine fossile, le prix des émissions est le seul instrument qui comprend un incitatif 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 sont pas modélisés — ils sont plutôt censés être ramenés à zéro par le marché à long terme — les coûts potentiels du prix des émissions pour le secteur des combustibles fossiles dépendent de la capacité de ce secteur à répercuter sur les 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 de tout bénéfice inattendu pouvant découler de l'attribution de permis d'émission.
- Le gouvernement pourrait tirer des recettes ou transferts substantiels sous le régime de prix des émissions, soit en recourant à un système de prélèvement d'impôt générant des recettes, soit en octroyant ou en mettant aux enchères des permis d'émission en vertu d'un régime d'échange de droits d'émission. Il s'agit du seul scénario modélisé susceptible de générer une augmentation considérable des recettes du gouvernement. Il représente aussi la valeur des loyers d'émissions susceptibles d'être attribués aux consommateurs, aux producteurs et à leurs actionnaires, à des fonds pour l'aide à la transition ou, de manière générale, aux contribuables.
- Du point de vue de la société, le scénario du prix des émissions est celui qui revêt les coûts les plus faibles en matière de bien-être, ce qui en fait une option à privilégier. Une conséquence néfaste de ce scénario, qui n'est pas reflétée dans cette analyse d'un seul secteur, est que l'augmentation du prix de l'électricité pourrait avoir des conséquences liées à la compétitivité de l'économie dans son ensemble, comme la réduction des exportations, dans la mesure où les utilisateurs industriels sont touchés. 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.
- L'avantage du système de plafond et d'échange est la certitude d'atteindre la cible de carbone; toutefois, l'incertitude se manifesterait dans le prix de l'électricité. En ce qui concerne les autres instruments, le défi consiste à fixer un niveau de politique susceptible d'atteindre la cible d'émissions avec certitude.

5.5.3 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 renouvelable. Bien qu'il existe différentes façons de mettre en œuvre une telle exigence de part de marché — imposition de quotas aux détaillants, certificats verts pour les producteurs d'électricité d'origine fossile —, leur effet est, dans l'ensemble, le même. Tant que le marché ne se conforme pas de lui-même à cette exigence, 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 qu'ils doivent acheter en fonction du volume de leur 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 (c.-à-d. aucun transfert au gouvernement ou émanant de ce dernier).

Étant donné que la NPERP n'établit aucune distinction entre les technologies à base de combustibles fossiles, elle ne comporte aucun stimulant à la réduction de l'intensité des émissions dans ce secteur. Les prix à la consommation montent en raison de la taxe sur l'énergie fossile, qui est effectivement prélevée pour financer la subvention de l'énergie renouvelable (c.-à-d. l'achat de certificats verts), mais pas autant qu'avec un instrument tel que le prix des émissions. Même si la NPERP permet de générer davantage d'électricité renouvelable par comparaison avec un scénario du prix des émissions, le moment auquel la production a lieu varie. 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. 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 réelle et la subvention décroissent (c.-à-d. que le prix des certificats verts baisse), alors que la production totale d'électricité augmente en raison de la réduction des prix (il faut se souvenir de ce que 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 ainsi davantage stimulée au cours de la première période que pendant la seconde. La subvention actuelle la plus importante est susceptible de favoriser l'apprentissage par la pratique. Toutefois, étant donné que l'appui va diminuer à l'avenir, l'investissement dans la R-D en matière de réduction des coûts pourrait être moindre (ce résultat est bien démontré dans nos scénarios).

Par comparaison avec le prix des émissions, les coûts en matière de bien-être de la NPERP sont environ 1,8 fois plus élevés. Quoi qu'il en soit, la répercussion des coûts sur les consommateurs est plus faible, et les profits pour le secteur de l'énergie renouvelable sont plus élevés. Aucun transfert du gouvernement ou à ce dernier n'a lieu. Comme l'impact sur le prix de l'électricité est moindre, les questions liées à la compétitivité et au commerce sont moins importantes dans le contexte d'une NPERP que dans celui du prix des émissions. Par conséquent, même si la NPERP semble moins souhaitable du point de vue de l'efficacité économique (c.-à-d. des coûts plus élevés en matière de bien-être), la propension d'une NPERP à être acceptée par les intervenants semble plus élevée.

Les producteurs d'électricité d'origine fossile constituent peut-être une exception, car ils doivent payer pour la NPERP, perdent des parts de marché et ne disposent pas de l'option consistant à chercher des moyens plus rentables de réduire leurs émissions de carbone. En outre, le fait d'établir une NPERP a un effet important sur l'évolution dans le temps de la production d'électricité renouvelable et, par

conséquent, sur la valeur actuelle des coûts. Le niveau de la NPERP qui permet d'atteindre la cible de réduction du carbone est fixé à 24,1 % de la production totale. Par comparaison avec le scénario du prix des émissions, une NPERP exige une pénétration plus importante des sources d'énergie renouvelable au cours de la première phase que de la seconde. Comme la production d'électricité renouvelable est plus importante au moment où elle est plus coûteuse, et que son expansion est plus faible une fois que l'accumulation des connaissances dans le domaine fait diminuer les coûts, la concentration des efforts au début de la période en vertu d'une NPERP fixe fait monter les coûts d'ensemble en matière de bien-être.

Effets du scénario selon des facteurs et des intervenants différents:

- 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'innovation technique fait baisser le prix des sources d'énergie renouvelable, le coût des certificats verts (et, par conséquent, de l'électricité) est plus élevé au cours de la première phase que de la seconde en raison de la baisse des coûts de l'approvisionnement en sources d'énergie renouvelable.
- En ce qui concerne les producteurs d'électricité renouvelable, la NPERP entraîne une pénétration uniforme élevée au cours des deux périodes. 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 des profits élevés, ce qui indique le potentiel du secteur à profiter de l'imposition 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 quant au 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 *moins* de dépenses en R-D que sous le régime 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. Ce phénomène est attribuable non seulement à la baisse de production au cours de la seconde phase (par comparaison avec les autres scénarios de politique), mais aussi peut-être, à la place plus importante de l'apprentissage par la pratique au cours de la première phase, lequel peut supplanter la R-D.
- En ce qui concerne les producteurs d'origine fossile, leur part dans la production d'électricité demeure stable au cours des deux phases, par comparaison avec d'autres scénarios; leur production est plus faible dans la première phase et plus élevée dans la seconde. En d'autres termes, les réductions de coûts dans le domaine de l'énergie renouvelable permettent une expansion du secteur de la production d'électricité d'origine fossile. Pourtant, par rapport aux autres scénarios, les coûts de transition, à court terme, devraient être 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 faire supporter aux consommateurs la totalité des coûts associés aux certificats verts.

- L'impact de la NPERP est neutre, car elle n'entraîne aucune recette et ne donne lieu à aucun programme de dépenses publiques. La subvention implicite aux producteurs d'électricité renouvelable est entièrement financée par la taxe implicite sur les producteurs d'électricité d'origine fossile (et sur les consommateurs) sous forme de certificats verts.
- Du point de vue de la société, les coûts en matière de bien-être, sont plus grands que dans le contexte du prix des émissions et dans celui des subventions à la production, mais plus faibles que dans le contexte d'une combinaison NPERP et subventions à la production. Ce classement ne se vérifie pas nécessairement en toutes 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 renforceraient avec le temps, celle-ci pourrait être aménagée de manière à toujours dominer la subvention, en raison de la présence d'un petit stimulant à la conservation de l'énergie.
- Si l'on regarde au-delà du secteur de l'électricité, l'augmentation des prix de l'électricité pourrait entraîner des conséquences en matière de compétitivité de l'économie dans son ensemble telles que des pertes de productivité ou la réduction des exportations. Toutefois, ces conséquences en matière de compétitivité seraient moins sérieuses que dans le contexte du prix des émissions, en particulier au cours de la seconde phase. Avec le temps, la NPERP résout les incertitudes de coûts d'une manière équilibrée et entraîne moins d'incertitude sur le plan de la réduction des émissions qu'avec un prix des émissions fixe, et moins d'incertitude sur le plan des prix qu'avec un plafond fixe.

5.5.4 Subventions 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 de favoriser l'expansion de la production d'électricité sans émission de carbone. Il n'est toutefois aucunement utile pour encourager la conservation ou 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 pas encouragés à réduire leur demande ni, par contrecoup, leurs émissions de carbone. Ainsi, pour atteindre la cible de réduction de carbone, il faut consacrer beaucoup plus d'efforts au remplacement des combustibles fossiles par des sources d'énergie renouvelable plus onéreuses.

Les simulations montrent que les prix à la consommation demeurent stables, alors que la production d'électricité renouvelable prend davantage d'expansion que dans le contexte du scénario du prix des émissions, en particulier au cours de la seconde phase, ce qui entraîne des investissements plus importants en R-D visant à réduire les coûts. Cette expansion accrue est nécessaire afin de combler l'absence de stimulants à une réduction des émissions directe ou à la conservation. La subvention réelle susceptible d'atteindre la cible de réduction des émissions est 0,006 \$ par kWh.

Selon ce scénario, nous estimons que la subvention à la production coûtera 23 % de plus en matière de bien-être que dans le cadre du scénario du prix des émissions. Ce coût en bien-être semble assez modeste, et nous remarquons l'existence de lacunes importantes. Premièrement, la cible est relativement modeste, étant donné la presque compétitivité de l'offre en sources d'énergie renouvelable; la nécessité de réductions plus substantielles pourrait exagérer les limites inhérentes à une approche ayant recours à un instrument unique. Deuxièmement, la demande des consommateurs est présumée

assez inélastique; si la demande était plus sensible aux fluctuations de prix, les incitatifs à la conservation seraient beaucoup plus importants. Troisièmement, tout indique que les perspectives de réduction ne sont pas aussi rentables lorsque les prix sont bas. Enfin, nous n'avons pas comptabilisé les inefficacités inhérentes au fait de réunir les recettes de l'État suffisantes pour financer les subventions au secteur de l'énergie renouvelable. Les première et troisième questions sont examinées de manière plus approfondie à la section 5.6.

Il est surprenant que la subvention coûte moins cher sur le plan du bien-être que la NPERP. Ce résultat était quelque peu inattendu, étant donné que la NPERP comporte quelques stimulants à la réduction de la demande. Toutefois, nous avons remarqué que l'ampleur de cette perte par manque d'efficacité était minimisée par les coûts inhérents à la modification du moment de l'expansion des sources d'énergie renouvelable en vertu d'une NPERP fixe. Les deux politiques exigent une expansion plus importante que pour le scénario du prix des émissions, mais la voie de la subvention de l'énergie renouvelable se rapproche d'une voie optimale.

Effets du scénario selon des facteurs et des intervenants différents :

- Dans le contexte du scénario de la subvention à la production, les prix aux consommateurs ne sont pas touchés. En effet, toutes les réductions sont atteintes grâce aux coûts de production plus faibles de l'électricité renouvelable; cela n'a aucune incidence directe sur le secteur de la production d'électricité d'origine fossile. Les consommateurs sont indirectement concernés dans la mesure où les recettes fiscales financent une partie des subventions octroyées au secteur de l'énergie renouvelable.
- En ce qui concerne les producteurs d'électricité renouvelable, par comparaison avec les scénarios précédents, les subventions à la production sont celles qui ont le plus grand impact sur leurs profits, parce qu'elles les encouragent à remplacer la production d'électricité d'origine fossile. L'innovation permanente est favorisée par les plus grandes possibilités offertes de réduire les coûts de production aux niveaux les plus élevés de puissance fournie encouragés par la prime sur le prix.
- Dans le cas des producteurs d'électricité d'origine fossile, la subvention à la production a une incidence analogue sur la production d'électricité d'origine fossile, par comparaison avec le scénario du prix des émissions. En effet, la production additionnelle d'électricité renouvelable est en partie compensée par un surcroît de demande. Le déclin est légèrement plus accusé au cours de la seconde phase car l'innovation améliore considérablement la compétitivité de l'énergie renouvelable. Il peut sembler surprenant qu'en l'absence d'une hausse du prix de l'électricité, la production d'électricité d'origine fossile soit plus faible dans le contexte du régime de subvention que dans celui du prix des émissions. Toutefois, comme le secteur de la production d'électricité d'origine fossile n'a pas la possibilité d'ajuster ses propres émissions, c'est au secteur de l'énergie renouvelable qu'il revient de réduire les émissions afin de remplacer les combustibles fossiles dans la production d'électricité.
- Pour le gouvernement, la subvention requise pour atteindre la cible de réduction des émissions constitue une dépense importante.
- Du point de vue de la société, les coûts, en matière de bien-être, sont plus élevés que dans le contexte du régime du prix des émissions. En ce qui concerne l'atteinte de la cible de réduction des émissions, la subvention aux sources d'énergie renouvelable pourrait souffrir d'une incertitude accrue, par comparaison aux scénarios précédents. Même si cette situation n'a pas été modélisée, le raisonnement est double :

- Tout d'abord, l'incertitude liée à l'étendue et au rythme des réductions de coûts de l'énergie renouvelable est susceptible d'être plus importante que celle touchant les coûts inhérents aux réductions d'émissions réalisées par le secteur des combustibles fossiles, ou à la conservation 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. Autrement, si l'innovation ne réduit pas de manière substantielle les coûts de production de l'électricité renouvelable, il faudrait s'attacher à réduire davantage les émissions ou à intensifier les efforts de conservation, selon ce qui s'avère le moins onéreux.

Par conséquent, la subvention à l'énergie renouvelable seule comporte davantage d'incertitude en ce qui concerne les émissions qui seront réduites. Elle comporte aussi davantage d'incertitude en ce qui concerne le niveau de revenus nécessaire. Si les coûts de production de l'électricité renouvelable diminuent plus que prévu, une subvention élevée entraînerait une offre excédentaire par rapport à la cible de réduction du carbone, reflétant une perte d'efficacité supplémentaire et une perte de deniers publics. Si les coûts ne chutent pas comme prévu, de deux choses l'une, soit les cibles d'émissions ne seront pas atteintes, d'où des économies de deniers publics, soit il faudra augmenter encore plus la subvention afin d'atteindre les objectifs de réduction, ce qui donnera lieu à des dépenses plus importantes que prévu.

5.5.5 Combinaison NPERP et subvention à la production d'électricité renouvelable

Dans le contexte particulier de l'électricité renouvelable, il est fréquent qu'une combinaison de politiques soit mise en œuvre, en partie à cause des chevauchements de compétence entre les gouvernements fédéral et provinciaux, et les administrations municipales, et peut-être aussi par souci de diversification. En réponse à une question du groupe de définition de l'étendue de l'étude de cas, nous avons évalué les effets de l'application simultanée d'une NPERP et d'une subvention à la production. Le principal résultat est que la subvention atténue l'effet de la NPERP et augmente légèrement les coûts.

Dans le cas d'une application combinée de ces politiques, le producteur d'électricité d'origine fossile est toujours tenu de 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 (par rapport au scénario où la NPERP est appliquée seule). Par conséquent, lorsque la cible visée par la politique est constituée par une partie du portefeuille, une subvention directe à l'électricité renouvelable a plutôt pour effet d'alléger le fardeau des producteurs d'électricité d'origine fossile et celui des consommateurs.

Une autre manière d'envisager ce problème est de se rappeler que la valeur du certificat vert représente le différentiel de prix entre le prix du marché de l'électricité et le prix reçu par les producteurs d'énergie renouvelable; comme la subvention directe fait monter le prix reçu, ce différentiel décroît en conséquence. Toutefois, la subvention NPERP réelle n'est pas complètement évincée par la subvention directe. Le prix moins élevé du certificat entraîne une baisse des prix de l'électricité et une diminution des efforts de conservation, d'où la nécessité d'une production d'électricité renouvelable un peu plus

importante de façon à ce qu'elle corresponde à sa part de la demande accrue d'électricité; dans notre cas, nous estimons qu'avec une subvention de 0,002 \$, la NPERP devrait croître légèrement pour s'établir à 24,2 %.

En ayant recours à d'autres combinaisons, il est aussi possible — en particulier au cours de la seconde phase, quant les coûts auront diminué — que la subvention soit assez forte pour plus que satisfaire la norme de portefeuille, tout en reconnaissant que la quantité de l'énergie renouvelable fournie est une fonction des prix reçus et du volume des connaissances au cours des périodes actuelle et future (d'où une baisse des coûts de l'énergie renouvelable et une augmentation de l'intérêt qu'elle suscite). Par exemple, si la NPERP était plutôt fixée à 18 % et combinée à une subvention de 0,006 \$, la subvention serait la politique dominante, et les certificats verts ne posséderaient aucune valeur.

Partant de l'hypothèse que la NPERP occupe une place dominante dans cette combinaison, les résultats en fonction des différents facteurs et intervenants sont assez analogues à ceux obtenus dans le contexte de l'application de la NPERP seule. Les légères différences sont les suivantes :

- Les prix aux consommateurs sont légèrement inférieurs. En dépit de la demande supplémentaire 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, d'où des réductions encore plus importantes au cours de la première phase et moindres dans la seconde.
- La production d'électricité renouvelable s'avère plus élevée de 0,5 %, et les dépenses en R-D sont en hausse de 1,5 %.
- Pour les producteurs d'électricité d'origine fossile, étant donné les coûts plus bas des certificats et le surcroît de production d'électricité renouvelable, leur production demeure presque inchangée par comparaison avec le régime où seule une NPERP est appliquée.
- L'effet qui est peut-être le plus révélateur est que, dans le contexte du scénario de la combinaison, le gouvernement débourse juste un peu plus de 1 milliard de dollars pour des subventions qui ont peu ou pas d'effet sur le comportement, en raison de l'existence d'une NPERP.
- Du point de vue de la société, dans la mesure où la subvention influence le comportement, elle a tendance à faire baisser les prix et à faire monter les coûts d'ensemble en matière de bien-être. Le stimulant à la conservation plus faible et les efforts supplémentaires immédiats de réduction des émissions réalisés en augmentant la NPERP expliquent l'augmentation des coûts en matière de bien-être, de 1,8 à 1,83 fois par rapport au scénario du prix des émissions.

5.5.6 Subvention à la R-D sur l'énergie renouvelable

Une subvention à la R-D sur l'énergie renouvelable a recours aux investissements actuels en matière de réduction des coûts afin d'accroître la production d'électricité renouvelable à l'avenir. Comme elle ne modifie aucun stimulant de prix destiné à favoriser la demande ou la production, et ne modifie pas non plus 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'incitatifs à la production dans l'avenir, les réductions de coûts nécessaires sont importantes, et les investissements requis le sont encore plus. La capacité d'une subvention à la R-D à atteindre, à elle seule, ces objectifs s'avère, en définitive, incertaine.

Dans les simulations, pour arriver aux mêmes réductions d'émissions qu'avec le prix d'émissions de 10 \$/tonne CO₂, il faut offrir une subvention à la R-D de 61 % par année, soit au dessus des niveaux de 2010 prévus de 129 millions de dollars. Une faible augmentation de la production d'électricité renouvelable au cours de la première phase peut indiquer une certaine complémentarité entre l'apprentissage par la pratique et la R-D. Toutefois, presque la totalité de l'augmentation se réalise au cours de la seconde période. Le coût de ce retard, combiné à l'absence d'incitatifs visant les autres intervenants du marché de l'électricité, entraîne une quadruple hausse des coûts en matière de bien-être, soit au-dessus des niveaux obtenus dans le contexte de l'instrument de prix des émissions. Pourtant, l'adoption des sources d'énergie renouvelable et leurs baisses de coûts sont, en définitive, optimisées dans le cadre de la subvention à la R-D – parce que celle-ci est ciblée de manière à ce que les objectifs de réduction d'émissions soient atteints. À l'évidence, si cet instrument appuie l'innovation dans ce secteur, c'est parce qu'il ne connaît pas d'autre méthode de réduction des émissions. Le prix de l'adoption des TER est entièrement supporté par le secteur du gouvernement grâce à des transferts généreux au secteur de l'énergie renouvelable. Les prix de l'électricité demeurent intouchés, ce qui réduit les répercussions directes sur les consommateurs. Bien sûr, les recettes fiscales constituent un coût indirect supporté en partie par les consommateurs.

Effets du scénario selon des facteurs et des intervenants différents:

- 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 des subventions à la production, les subventions à la R-D contribuent indirectement au secteur de l'énergie renouvelable, car leur financement est réalisé grâce aux recettes fiscales.
- Dans le cas des producteurs d'électricité renouvelable, la subvention à la R-D est celle qui entraîne la plus forte pénétration au cours de la seconde phase. Cette pénétration est uniquement attribuable à l'innovation et aux réductions de coûts de production de l'électricité renouvelable. Cependant, la mesure dans laquelle l'apprentissage par la pratique et la R-D canadiennes sont susceptibles d'entraîner une baisse des coûts des sources d'énergie renouvelable demeure floue. Même si on observe des diminutions de coûts au Canada et à l'étranger, il est peu probable que les diminutions de prix entraînées par la R-D canadienne seule, soient suffisantes pour obtenir les hauts niveaux de pénétration des sources d'énergie renouvelable prévus dans ce scénario. Ce constat est renforcé par le fait qu'il est généralement reconnu que 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.
- En ce qui concerne les producteurs d'électricité d'origine fossile, les subventions à la R-D n'ont pas d'incidence sur le 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, les coûts associés aux actifs délaissés ou les coûts variables attribuables à une utilisation plus faible de la capacité, pourraient survenir. Mais les frais de transaction liés à une diminution de la demande en combustibles fossiles, sont probablement susceptibles de baisser dans ce scénario puisque la plupart des réductions ont lieu au cours de la seconde phase. Par conséquent, la période de transition au cours de laquelle le secteur de la 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.

- Pour le gouvernement, la subvention à la R-D est l'instrument qui exige les plus grandes dépenses. Quoi qu'il en soit, comme la promotion de l'innovation est une politique gouvernementale, les subventions à la R-D font généralement partie intégrante de l'approche de politique voulue en matière de décarbonisation. Cependant, comme les réductions liées à la R-D s'opèrent par nature à plus long terme, un gouvernement qui doit faire face à une cible de réduction du carbone ne réussira probablement pas à atteindre des réductions tangibles à court terme au moyen d'un programme de subvention à la R-D.
- Du point de vue de la société, le scénario de la subvention à la R-D est celui qui entraîne les coûts les plus élevés en matière de bien-être. L'incertitude constitue une autre conséquence négative de ce scénario. Pour des raisons analogues à celles qui ont été énoncées dans le contexte du scénario des subventions 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 – et ce, d'autant plus qu'en l'absence de réductions de coûts, il n'existe aucun encouragement à une utilisation accrue de sources d'énergie renouvelable au cours des deux phases. Compte tenu de l'incertitude qui plane au sujet du succès de l'innovation de manière générale, et de l'innovation canadienne, en particulier, il est très improbable qu'un programme national de R-D pourrait, à lui seul, contribuer à réduire les émissions de CO₂ de manière substantielle par un recours accru à l'énergie 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.

5.6 Analyse de sensibilité

Afin de tester davantage la solidité des résultats présentés dans la discussion précédente, il a été décidé de réaliser une analyse de sensibilité sur les questions suivantes :

- Augmentation du prix de base de l'électricité;
- Augmentation du prix de base du gaz naturel.

Pour chaque analyse de sensibilité, nous avons réévalué le scénario de référence et les scénarios de politique qui atteignent des réductions équivalentes à un prix d'émissions de 10 \$/tonne CO₂. Nous n'avons pas procédé à une analyse de sensibilité de l'instrument de la subvention à la R-D car le groupe de définition de l'étendue de l'étude de cas a conclu que ce scénario n'était pas plausible.

5.6.1 Augmentation du prix de base prévu de l'électricité

Le prix futur de l'électricité demeure incertain. Le prix de l'électricité présumé a une influence sur l'offre des sources d'énergie renouvelable dans le scénario de référence, ainsi que sur la taille des stimulants et les coûts exigés pour se conformer à l'instrument fiscal. Le facteur d'incertitude dans l'hypothèse du prix de l'électricité a été introduit dans le modèle de trois manières différentes :

- D'abord, le prix établi aux fins de modélisation provient de PEC99. Cette évaluation est quelque peu vieillie; en effet, des projections récentes indiquent des prix du pétrole et du gaz naturel plus élevés dans l'avenir, d'où des prix d'électricité plus hauts.
- Ensuite, l'impact de la réduction du charbon dans le scénario de référence, où une élimination progressive partielle ou complète du charbon en Ontario fera grimper les prix de l'électricité au fur

et à mesure que la production s'oriente vers des ressources plus onéreuses comme le gaz naturel ou l'énergie nucléaire.

- Enfin, les politiques de contrôle des émissions atmosphériques pour le carbone, les principaux contaminants atmosphériques et les produits toxiques augmenteront les coûts de l'électricité dans le futur.

Le test servant à mesurer l'impact d'une hausse des prix de l'électricité, une exécution séparée de la sensibilité du prix de l'électricité a été réalisée, dans laquelle le prix de base de l'électricité a été augmenté de 50 %. Une augmentation de 50 % du prix de l'électricité constitue une hypothèse raisonnable étant donné que le triplement des prix supposés du gaz naturel figurant dans PEC99 et qui concorde avec les prix actuels du gaz naturel en 2004, aurait un impact sur les prix de l'électricité de l'ordre de 50 %.

Les incidences d'une modification de l'hypothèse sur le prix de l'électricité sont résumées ci-dessous et présentées dans le tableau 5.3.

- On peut s'attendre à ce que les émissions de carbone soient plus faibles dans le scénario de référence en raison de la pénétration plus élevée des sources d'énergie renouvelable. Cette situation est due au fait que le prix plus élevé de l'électricité rend les sources d'énergie renouvelable plus concurrentielles sur le plan des coûts par rapport aux combustibles fossiles utilisés dans la production d'électricité, entraînant ainsi une réduction de la production d'électricité d'origine fossile et des émissions de carbone. Ce pourcentage de réduction ne se traduit pas entièrement par des réductions dans le contexte des scénarios de politique; puisque les hausses supplémentaires de la production d'électricité renouvelable coûtent plus cher, le prix des émissions n'entraîne pas autant de réductions d'émissions additionnelles. En outre, la production d'électricité d'origine fossile qui demeure génère davantage d'émissions de carbone.
- La production d'électricité renouvelable prend de l'expansion en raison de la compétitivité accrue des sources d'énergie renouvelable lorsque les prix de l'électricité sont élevés. Toutefois, en dépit de l'accroissement de la production d'électricité renouvelable, les augmentations induites par les politiques sont plus faibles pour tous les scénarios. La raison en est que les prix plus élevés orientent l'offre de l'énergie renouvelable de manière croissante le long de la courbe des coûts marginaux, de sorte que des augmentations supplémentaires de prix favorisent une expansion de moindre envergure. Un autre effet est d'aplanir le parcours des réductions d'émissions, puisque l'augmentation du prix de l'électricité est bien en deçà de l'un quelconque des différentiels créés par les politiques, et puisque cette grande percée est ressentie au cours des deux périodes.
- Le principal impact est que les coûts en matière de bien-être baissent de manière substantielle si l'on part de l'hypothèse d'un prix de l'électricité plus élevé. Ce résultat se confirme en dépit du fait que le prix de l'électricité, et du même coup, la perte du surplus des consommateurs, sont plus élevés. En général, plus le différentiel de prix entre la production d'électricité renouvelable et celle d'origine fossile, est petit, plus les conséquences de l'instrument sur le plan du bien-être sont faibles. Un changement provoqué dans l'évolution des coûts de production de l'énergie renouvelable par comparaison à ceux de la production d'origine fossile est aussi censé déclencher des résultats analogues.

- Le changement opéré dans la production totale d'électricité est faible, puisqu'on suppose une production initiale fixe. Quoi qu'il en soit, le surplus du consommateur en vertu de la NPERP est radicalement modifié en raison de l'augmentation plus grande des prix de l'électricité, par comparaison avec les scénarios de référence.
- Ces incidences sont amplifiées sous les autres politiques. L'augmentation du prix de l'électricité attribuable aux certificats verts est en hausse de 0,001 \$ dans les deux phases, et la subvention destinée à atteindre les mêmes réductions que dans le contexte du prix des émissions est aussi plus élevée. En matière de bien-être, le coût marginal lié à l'expansion des sources d'énergie renouvelable est tellement supérieur que la perte sur le plan du bien-être est attribuable à une mauvaise synchronisation des réductions en vertu du régime de la NPERP qu'il compense presque, maintenant, l'inefficacité créée par le fait de ne pas stimuler davantage la conservation dans le cadre d'une subvention à la production d'électricité renouvelable.
- Les conséquences de la politique sur le surplus des producteurs sont plus fortes dans tous les cas, puisque le surcroît de production de base de l'énergie renouvelable tire des revenus des augmentations inhérentes au différentiel de prix, alors que ces hausses de prix entraînent une expansion moindre.
- La variation des dépenses en R-D chute dans tous les scénarios, à la fois en raison de l'intensification de l'apprentissage par la pratique et de la hausse plus ténue de la production d'électricité renouvelable induite par les politiques.
- Le test de sensibilité montre que lorsque les prix de l'électricité sont élevés et le différentiel de prix est faible, une subvention à la production d'électricité renouvelable est plus souhaitable qu'une NPERP (comme dans le scénario de référence du tableau 5.1). Inversement, lorsque les prix de l'électricité sont bas, une NPERP est plus désirable sur le plan du bien-être qu'une subvention à la production. Pour comprendre cela, il faut se souvenir que le bien-être est mesuré par les changements apportés à trois facteurs :
 1. *Le surplus des consommateurs* croît lorsque l'instrument fait monter les prix de l'électricité. En vertu d'une NPERP, le prix des certificats verts est répercuté sur les consommateurs, ce qui entraîne des pertes sur le plan du surplus des consommateurs, ou des coûts. Cette conséquence est absente du scénario de subvention à la production, puisque les producteurs d'électricité d'origine fossile ne sont pas concernés par la subvention. Lorsque le différentiel de prix entre la production d'électricité renouvelable et celle d'origine fossile, est élevé, le surplus des consommateurs augmente de manière substantielle sous le régime d'une NPERP, mais pas sous celui d'une subvention à la production. Cet effet produit sur le surplus des consommateurs explique en grande partie pourquoi une NPERP est moins souhaitable qu'une subvention à la production lorsque les prix de l'électricité sont élevés.
 2. *Le surplus des producteurs* augmente avec le différentiel de prix, puisque les prix plus élevés de l'électricité permettent à davantage de producteurs d'électricité renouvelable de tirer des profits de la production d'électricité. Sous le régime d'une NPERP ou d'une subvention à la production, le surplus des producteurs croît, et n'a donc aucun impact significatif sur l'opportunité respective de ces deux instruments.

3. *Les transferts* n'ont lieu que sous le régime de la subvention à la production et ils croissent au fur et à mesure que le différentiel entre la production d'électricité renouvelable et celle d'origine fossile augmente (mesuré par le prix de l'électricité). Par conséquent, le volume de ce transfert croît lorsque le différentiel de prix augmente, ce qui rend la subvention à la production moins attrayante qu'une NPERP dans le contexte d'un scénario de prix de l'électricité bon marché.

L'analyse de sensibilité montre que le différentiel de prix entre les prix des sources d'énergie renouvelable et de l'électricité est un facteur important de l'ampleur des coûts en matière de bien-être. En outre, l'opportunité d'une NPERP par rapport à une subvention à la production d'électricité renouvelable est en jeu. On peut s'attendre à de tels résultats lorsque le prix des sources d'énergie renouvelable change, et lorsqu'une diminution du prix de ces sources produirait des résultats qui prennent une orientation analogue à une augmentation du prix de l'électricité.

Tableau 5.3

**Test de sensibilité no. 1 Résultats – Augmentation de 50 % du prix de l'électricité
% de variation (%) à partir du Tableau 5.1 (scénario de référence) au test de sensibilité**

	Scénario de référence		Prix des émissions		NPERP		Subvention à la production d'électricité renouvelable	
	Sensibilité	%Δ	Sensibilité	%Δ	Sensibilité	%Δ	Sensibilité	%Δ
1. Niveau de politique correspondant à une réduction des émissions de 12 %			10 \$/tCO ₂	0 %	42 %	74 %	0,0066	10 %
2. Prix de l'électricité (en \$/kWh)								
1 ^{re} phase	0,125		0,130	34 %	0,129	36 %	0,125	-86 %
2 ^e phase	0,125		0,130	34 %	0,127	37 %	0,125	-86 %
3. Émissions de carbone (en Mt de CO ₂)								
1 ^{re} phase	73	-31 %	66,19	-33 %	63,06	-31 %	66,42	-33 %
2 ^e phase	69	-32 %	60,18	-29 %	63,49	-31 %	59,93	-28 %
4. Production d'électricité renouvelable (en MWh 10 ¹¹)								
1 ^{re} phase	0,91	214 %	1,04	160 %	1,08	97 %	1,04	145 %
2 ^e phase	0,99	161 %	1,15	75 %	1,08	96 %	1,16	61 %
5. Production d'électricité d'origine fossile (en MWh 10 ¹¹)								
1 ^{re} phase	1,38	-31 %	1,22	-34 %	1,19	-31 %	1,25	-33 %
2 ^e phase	1,30	-32 %	1,11	-30 %	1,20	-31 %	1,13	-28 %
6. Production totale d'électricité (en MWh 10 ¹¹)								
1 ^{re} phase	2,29	0 %	2,261	0 %	2,266	0 %	2,29	0 %
2 ^e phase	2,29	0 %	2,261	0 %	2,281	0 %	2,29	0 %
7. R-D sur l'ER (en M \$)			221	-51 %	187,39	-41 %	249,2	-53 %
8. Réductions supplémentaires des coûts liés aux sources d'ER			7	52 %	7	57 %	7	899 %
9. ΔSurplus des consommateurs (en M \$)			-11 724 \$	0 %	-6 651 \$	47 %	0 \$	0 %
10. ΔSurplus du producteur (en M \$)			5 193 \$	134 %	6 167 \$	77 %	6 570 \$	131 %
11. ΔTransferts (en M \$)			6 152 \$	-31 %	0 \$	0 %	-7 044 \$	98 %
12. ΔBien-être – aucuns bénéfiques évalués (en M \$) (9+10+11=12)			-379 \$	-34 %	-484 \$	-54 %	-474 \$	-167 %

5.6.2 Augmentation du prix du gaz naturel

On peut s'attendre à ce que les prix plus élevés du gaz naturel à long terme augmentent le coût de réduction du carbone réalisée par les turbines à cycle combiné. La hausse du prix du gaz naturel a pour effet de diminuer la compétitivité de la technologie du cycle combiné comme procédé d'atténuation des émissions de carbone par comparaison aux TER. Par conséquent, nous anticipons une réduction moindre et une pénétration plus élevée des TER dans le cadre du scénario de prix des émissions. Comme nous l'avons fait pour l'électricité, nous augmentons le prix du gaz de 50 % dans l'évaluation des coûts variables des centrales au gaz naturel à cycle combiné. Les incidences d'une augmentation du prix du gaz naturel sont résumées ci-dessous :

- L'augmentation du prix du gaz naturel n'a aucun effet sur le scénario de référence dans la mesure où en l'absence de mise en place d'un instrument de politique obligatoire, aucune réduction n'a lieu.
- Dans le cadre du scénario de prix des émissions, les producteurs d'électricité d'origine fossile peuvent procéder à des réductions à l'interne ou avoir recours à des TER afin d'atteindre la cible de réduction des émissions qui leur est imposée. Comme les prix plus élevés du gaz naturel font augmenter le coût de la réduction des émissions de carbone opérée à l'interne, comme prévu, on assiste à un déploiement accru de TER. Ce déploiement n'a toutefois pas un impact relatif important sur les émissions.
- En ce qui concerne la NPERP et la subvention à la production, aucun incitatif n'est offert au secteur des combustibles fossiles pour procéder à des réductions d'émissions à l'interne; par conséquent, la hausse du prix du gaz naturel n'a virtuellement aucune incidence sur les conclusions anticipées.

En conclusion, les résultats de l'analyse de sensibilité indiquent qu'une augmentation des prix du gaz naturel a une incidence minimale sur les conclusions pour ce qui est du scénario de référence. Comme discuté à l'occasion du scénario précédent, toutefois, l'augmentation des prix du gaz pourrait mener à une hausse du prix de l'électricité, conséquence qui aurait un véritable impact sur les résultats des scénarios.

5.7 Conclusion

Nous concluons que les résultats résistent aux variables hypothétiques clés. En effet, notre principale observation demeure : l'efficacité des instruments fiscaux sur le plan de l'économie et de l'environnement est liée à leur capacité d'influencer le marché de l'électricité dans son ensemble et notamment les trois catalyseurs de décarbonisation. De manière 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 onéreux : 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 variables d'entrée 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. 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 à obtenir l'innovation susceptible de réduire les coûts de l'énergie renouvelable. Même si l'on peut s'attendre à certaines réductions de coûts grâce aux dépenses engagées en matière de R-D, l'ampleur et l'échelle des réductions de coûts sont encore mal connus, ce qui augmente d'autant l'incertitude générale entourant l'instrument.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

Fischer, Carolyn et Richard G. Newell. « Environmental and Technology Policies for Climate Change and Renewable Energy. », Document de travail 04-05 de RFF, avril, 2004.

Les références, ci-dessous, ont été utilisées comme sources des données. La numérotation de ces sources est utilisée à l'Annexe C pour indiquer la source de l'information.

Références des documents

1. **Pollution Probe.** *Background Document for the Green Power Workshop Series, Workshop #4.* Février, 2004.
<http://www.pollutionprobe.org/whatwedo/GPW/calgary/gpwbackgroundercalgary.pdf>
2. **Clean Air Renewable Energy Coalition.** *Vision for a Low-Impact Renewable Energy Future for Canada.* Novembre 2003. Source utilisée dans PP 2004 (Réf. 1 ci-dessus).
<http://www.cleanairrenewableenergycoalition.com/documents/FINAL%20-%20CARE%20Vision%20Document.pdf>
3. **Pollution Probe.** *Promoting Green Power in Canada – Green Power Policies: A Look Across Borders.* Novembre 2002. <http://www.pollutionprobe.org/Reports/greenpower.pdf>
4. **Association canadienne de l'énergie éolienne (CanWEA).** *Wind Vision for Canada.* 2001.
<http://www.canwea.ca/pdfs/CanWEA-WindVision.pdf>
5. **Western Geopower.** Source de données utilisée dans PP 2004 (Réf. 1 ci-dessus).
6. **International Small Hydro Atlas.** Accédé le 20 février, 2004. http://www.smallhydro.com/index.cfm?Fuseaction=countries.country&Country_ID=13
8. **BC Hydro.** Source de données utilisée dans PP 2004 (Réf. 1 ci-dessus).
10. Agence internationale de l'énergie (AIE). Source de données utilisée dans PP 2004 (Réf. 1 ci-dessus).
11. **Triton Consulting.** Source de données utilisée dans PP 2004 (Réf. 1 ci-dessus).
12. **Fondation BIOCAP Canada.** Source de données utilisée dans PP 2004 (Réf. 1 ci-dessus).
13. **Ressources naturelles Canada (RNCAN).** Source de données utilisée dans PP 2004 (Réf. 1 ci-dessus).
14. **Association canadienne de l'énergie éolienne (CanWEA).** Source de données utilisée dans PP 2004 (Réf. 1 ci-dessus).
17. **Canadian Industrial End-Use Energy Data Analysis Centre (CIEEDAC).** Nyboer, John et Andrew Pape. *A Review of Existing Renewable Energy Facilities in Canada.* Mai, 2003. Source de données utilisée dans PP 2004 (Réf. 1 ci-dessus).
<http://www.cieedac.sfu.ca/CIEEDACweb/pubarticles/Reports%20on%20Other%20Data/Renewable%20Energy%20Database%20Final.pdf>
18. **Pollution Probe.** Communication personnelle de Martin Tampier (au nom de Pollution Probe) à Marbek Resource Consultants. 18 février, 2004.
19. **North Pacific Geopower.** Communication personnelle de Martin Tampier à Marbek Resource Consultants. 18 février, 2004.

20. **Association canadienne de l'énergie éolienne (CanWEA).** Communication personnelle de Martin Tampier à Marbek Resource Consultants. 18 février, 2004.
21. **Net-Zero Energy Coalition.** Communication personnelle de Rob McMonagle à Marbek Resource Consultants. 18 février, 2004.
22. **Association des industries solaires du Canada (CanSIA).** Communication personnelle de Rob McMonagle à Marbek Resource Consultants. 20 février, 2004.
23. **Pollution Probe.** Communication personnelle de Martin Tampier à Ken Ogilvie (Pollution Probe). 24 mars, 2004.
24. **Bell, John J.** Université Dalhousie. *A Survey of Canadian Policies to Compensate Small Power Producers for Electricity Fed to the Grid: Net Metering and Net Billing.* Décembre, 2003. http://www.irecusa.org/articles//static/1/binaries/Compensation_policies_thesis.pdf
25. **Bell, John J.** Université Dalhousie. *Renewable Portfolio Standards as a Policy Instrument for Promoting Renewable Electricity: a Survey of Canada and the United States.* Décembre, 2002. <http://www.xoj.ca/documents/RPS.pdf>
26. **Zackin Publications.** *North American Windpower*, Volume 1, Numéro 2. Mars, 2004. <http://www.zackin.com/naw/>
27. **Database of State Incentives for Renewable Energy (DSIRE).** Site Web. Visitée le 27 mars, 2004. <http://www.dsireusa.org/>
28. **National Renewable Energy Laboratory.** Site Web : *US Green Pricing Programs.* Dernière mise à jour le 21 janvier, 2004. <http://www.eere.energy.gov/greenpower/summary.shtml>
29. **U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy.** Site Web : *US Renewable Energy Production Incentive (REPI).* Visité en février, 2004. <http://www.eere.energy.gov/power/repi.html>
30. **Ressources naturelles Canada.** Site Web : *Wind Power Production Incentive (WPPI).* Visité en février, 2004. <http://www.canren.gc.ca/programs/index.asp?CaId=107>
31. **Ontario Wind Power Task Force.** *Ontario Wind Power Task Force Report & Recommendations.* Février, 2002. http://www.newenergy.org/Wind_Power_Task_Force_Report,_February_2002.pdf
32. **Association canadienne de l'énergie éolienne (CanWEA).** *Harnessing the Wind to Help Meet Canada's Kyoto Commitments.* Décembre, 2002. <http://www.canwea.ca/pdfs/CanWEAPaper2002.pdf>
33. **Pembina Institute for Appropriate Development.** *Low-Impact Renewable Energy Policy in Canada: Strengths, Gaps and a Path Forward.* Février, 2003. http://www.pembina.org/publications_item.asp?id=150
34. **Office national de l'énergie.** *L'avenir énergétique au Canada : scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025.* 2003. http://www.neb-one.gc.ca/energy/SupplyDemand/2003/index_e.htm
35. **Ressources naturelles Canada.** *Perspective des émissions du Canada : une mise à jour.* 1999. <http://www.nrcan.gc.ca/es/ceo/update.htm>

Annexe A : Revue des instruments fiscaux visant l'énergie renouvelable

Intrduction

Cette annexe offre un bref aperçu des instruments fiscaux utilisés pour promouvoir l'adoption des technologies de l'énergie renouvelable (TER). Parmi le large éventail de mesures fiscales potentielles, trois instruments ont été repérés comme des « méthodes privilégiées » pour la promotion de l'énergie renouvelable au Canada, aux États-Unis et dans d'autres juridictions :

- subventions à la recherche et développement (R-D) sur les TER;
- subventions à la production de l'énergie renouvelable;
- normes de pourcentage d'énergie renouvelable dans les portefeuilles (NPERP) et approvisionnement écologique.

Alors que d'autres instruments fiscaux (p. ex. crédits d'impôts et déductions, taxes plus faibles sur les biocarburants ou sur l'équipement en matière d'énergie renouvelable) ont été utilisés avec un certain succès, ils sont, en général, considérés comme ayant moins d'incidence que les trois mécanismes de portée générales indiqués, ci-dessus.

Pour chacun de ces trois instruments, seront présentés une brève description de la mesure, une vue d'ensemble de la situation actuelle au Canada et l'expérience dans d'autres juridictions.

Subventions à la R-D sur les TER

Description et avantages

Les subventions à la R-D sur les TER sont assez courantes et comprennent les programmes de recherche parrainés par le gouvernement, les initiatives conjointes, les aides financières et les incitatifs fiscaux. Un appui accru à la R-D et aux programmes pilotes pourrait contribuer à faire progresser les TER reliées au réseau électrique principal actuelles et à développer les technologies de la prochaine génération, réduisant ainsi les obstacles techniques et le manque d'information à leur sujet, lesquels freinent leur généralisation.

Situation canadienne actuelle

Parmi les subventions fédérales à la R-D existant au Canada en matière d'énergie renouvelable, on peut citer les mesures suivantes :

- **Programme des techniques d'énergies renouvelables (PTER)** – Ce programme, administré par le Bureau de recherche et de développement énergétiques, vise à appuyer les activités réalisées dans le secteur de l'industrie canadienne en vue de développer et de commercialiser des techniques avancées d'énergie renouvelable qui peuvent servir de solutions de remplacement économiques et écologiques à la production courante d'énergie. La subvention vise les techniques (appui à l'installation d'une centrale prototype au bio-huile DynaMotive à Vancouver) et des programmes d'information (appui à l'Association canadienne de l'énergie éolienne).

- **Centre de la technologie de l'énergie de CANMET (CTEC), Groupe des systèmes énergétiques dans les collectivités** – Administré par Ressources naturelles Canada, le groupe du CTEC offre du financement à partir d'un fonds renouvelable où les candidats remboursent les coûts des études de faisabilité de projets de chauffage de quartier. Cette subvention a été utilisée pour des projets à Vancouver North, à Revelstoke et à Kamloops, en C.-B.
- **Énergies renouvelables pour les communautés éloignées (ERCE)** – Ce programme vise à accélérer le déploiement de TER dans plus de 300 collectivités canadiennes éloignées qui ne sont pas reliées aux grands réseaux d'électricité ou de gaz naturel. Le programme ERCE met à la disposition des décideurs des collectivités les outils, l'information et les connaissances nécessaires pour évaluer la faisabilité des systèmes d'énergie renouvelable, afin qu'ils puissent choisir les technologies les plus économiques pour réaliser leurs projets.
- **La Fondation Technologies du développement durable Canada (FTDDC)** – Financée par le gouvernement fédéral, cette fondation réunit des organismes du secteur privé, du milieu universitaire et des institutions à but non lucratif, travaille en étroite collaboration avec le gouvernement fédéral pour fournir des capitaux d'amorçage à des projets innovateurs visant à réduire les émissions de GES et à améliorer la qualité de l'air. Le fonds dispose actuellement de plus de 6 millions de dollars à répartir dans des projets spécifiques.
- **Mesures d'action précoce en matière de technologie (TEAM)** – Ce programme vise à appuyer des projets technologiques rentables conçus pour réaliser des réductions importantes d'émissions de GES. Le programme constitue l'un des volets du Fonds d'action pour les changements climatiques (FACC) et gère un fonds de 150 millions de dollars établi dans le budget fédéral de 1998.
- **Initiative nationale de recherche et d'innovation dans l'industrie des piles à combustible** – Le Conseil national de recherches Canada a lancé ce programme de 30 millions de dollars en 1999 afin de renforcer davantage la R-D dans le secteur des piles à combustible. Dans le cadre de cette initiative, une nouvelle Installation nationale de recherche sur les piles à combustible a été établie en C.-B. Le financement de ce projet provient de programmes fédéraux existants.

L'expérience étrangère

De nombreux pays offrent des subventions à la R-D sur l'énergie renouvelable. Par exemple, le Royaume-Uni à l'heure actuelle élabore et teste des dispositifs utilisant l'énergie des vagues de l'océan au moyen d'un programme de R-D qui comprend la promotion de technologies et le développement d'une expertise sur les marchés étrangers. Le Danemark, les Pays-Bas, l'Irlande et l'Allemagne ont également des programmes dynamiques de subvention à la R-D.

Subventions à la production

Description et avantages

Une subvention à la production d'énergie renouvelable améliore la compétitivité des TER par rapport aux technologies courantes de production d'électricité (c.-à-d. combustibles fossiles et nucléaire). Les subventions peuvent être offertes pour financer les dépenses en immobilisations de l'installation de l'équipement et des efforts de marketing initiaux (c.-à-d. tarification verte, étiquettes/crédits d'énergie renouvelable/certificats verts et déductions pour amortissement), ou être octroyées aux producteurs sur

une base de kWh d'électricité verte réellement fournie (p. ex. incitatifs à la production, incitatifs à la commercialisation et facturation nette).

Les compagnies d'électricité tirent profit de ces subventions en fidélisant leur clientèle, en étendant les lignes d'affaires et en développant une expertise avant l'émergence d'une véritable concurrence au sein du marché de l'électricité renouvelable.

Situation actuelle au Canada

Au Canada, parmi les subventions fédérales existantes en matière de production d'électricité renouvelable, on peut citer :

- **Encouragement à la production d'énergie éolienne (EPÉE)** – Créé en 2002, cet incitatif financier tente de subventionner environ la moitié du coût actuel de la surcharge pour 500 kW de capacité et des parcs plus importants d'énergie éolienne au Canada par comparaison aux sources d'énergie traditionnelles (dans le Grand Nord et les régions éloignées, la capacité minimale est établie à 20 kW). Ce programme offre 260 millions de dollars en aide financière pour une nouvelle capacité de 1 000 MW au cours des cinq prochaines années. On s'attend à ce que le programme EPÉE suscite des investissements de capitaux d'environ 1,5 milliard de dollars aux quatre coins du pays.
- **Programme de stimulation du marché (PSM) à l'intention des distributeurs de nouvelles sources d'électricité renouvelable** – Ce programme de 25 millions de dollars, couvrant la période de 2000 à 2006, vise à encourager les distributeurs d'électricité à trouver des manières de stimuler les ventes d'électricité produites à partir de sources d'énergie renouvelable à faible impact sur l'environnement. Il offre un incitatif financier, à court terme, pouvant atteindre jusqu'à 25 % des coûts admissibles d'un projet approuvé.
- **Frais liés aux énergies renouvelables et aux économies d'énergie au Canada (FEREEC)** – Ce programme, créé en 1996, prévoit des déductions fiscales pour des dépenses engagées dans les premières phases de projets visant l'énergie renouvelable. Il autorise la déduction complète, au cours de la première année d'activité, des dépenses comme les études de faisabilité, la détermination de l'étendue des ressources énergétiques, la préparation et l'approbation du site, l'interconnexion de réseaux et la mise à l'essai de l'équipement.
- **Déduction pour amortissement** – La *Loi de l'impôt sur le revenu canadienne* prévoit un taux accéléré (30 %) pour la déduction de certaines dépenses d'immobilisation visant l'équipement de conversion à l'énergie renouvelable.
- **Programme d'encouragement aux systèmes d'énergies renouvelables (PENSER)** – Lancé en 1998 par Ressources naturelles Canada (RNCan), ce programme de 24 millions de dollars qui s'étend sur six ans, a été conçu pour stimuler la demande en matière de systèmes d'énergies renouvelables servant au chauffage et au refroidissement des locaux et au chauffage de l'eau. Les entreprises peuvent recevoir un remboursement de 25 % du prix d'achat et des coûts d'installation du système admissible, jusqu'à un maximum de 80 000 \$. Des subventions plus importantes sont offertes pour les projets provenant de régions éloignées. En 1999 et en 2000, le programme PENSER a reçu 51 demandes visant l'incitatif financier, qui ont donné lieu à l'octroi de 641 000 \$ par ce programme.

Les subventions à la production de l'énergie renouvelable prévues à l'heure actuelle par les provinces canadiennes sont les suivantes :

- **Yukon** – L'initiative sur l'énergie verte du Yukon (*Yukon Green Power Initiative*) de 3 millions de dollars, lancée en 1999, couvre toute un éventail de projets en matière d'énergie renouvelable. Le programme comprend une mesure d'encouragement à la production de deux à cinq cents le kWh et une facturation nette pour l'approvisionnement en énergie renouvelable de petite échelle.
- **C.-B.** – La province offre des déductions pour certains équipements en matière d'énergie renouvelable, notamment l'énergie éolienne, le PV solaire et les petites centrales hydroélectriques.
- **Nouvelle-Écosse** – La province élabore à l'heure actuelle un cadre de réglementation permettant des frais de transmission équitables pour les producteurs indépendants d'électricité renouvelable qui vendent leur énergie directement aux clients de détail au lieu de passer par une compagnie d'électricité existante.
- **Programmes d'énergie verte (tarification verte)** – Afin de répondre à la demande croissante des consommateurs canadiens qui veulent pouvoir acheter de l'énergie verte moyennant une prime, de nombreuses compagnies d'électricité offrent maintenant des programmes de tarification verte, en vertu desquels les utilisateurs finaux paient une prime pour l'énergie renouvelable transmise sur le réseau électrique principal. Les programmes d'achat d'énergie verte sont actuellement offerts par les compagnies d'électricité suivantes :
 - **ENMAX, AB (créée en 1998)** : dispose actuellement de 3 000 clients résidentiels et de 200 clients des secteurs commercial et industriel.
 - **EPCOR (1999)** : comptait 3 100 clients résidentiels au 31 décembre 2001.
 - **SaskPower, SK** : compte 230 entreprises et intervenants du secteur industriel au début de 2002, sur les 86 000 clients desservis par cette compagnie.
 - **Ontario Power Generation (OPG)** : vend aux entreprises et aux distributeurs mais pas directement aux particuliers.
 - **Nova Scotia Power (2002)**.
 - **Maritime Electric (2001)** : dessert 55 000 clients résidentiels et 11 000 clients industriels.

Expérience étrangère

Les États-Unis dispose des subventions à la production d'énergie renouvelable suivantes :

- **Incitatif à la production d'énergie renouvelable ou *Renewable Energy Production Incentive (REPI)*** – Ce programme offre 1,5 cent par kWh pour la première période de 10 années d'activité des centrales fonctionnant à l'énergie renouvelable; 24 États américains possèdent aussi leurs propres subventions. De 2,4 millions de dollars en 1995, les fonds du REPI sont passés à 4,8 millions de dollars en 2002. Ces fonds servent à dédommager les compagnies d'électricité qui ne sont pas admissibles à recevoir le crédit d'impôt à la production (*Production Tax Credit ou PTC*) puisqu'elles ne sont pas soumises à l'impôt fédéral.
- **Crédit d'impôt à la production (*Production Tax Credit ou PTC*)** – Ce programme est la mesure fiscale la plus importante visant à stimuler l'investissement dans les énergies renouvelables aux États-Unis. Il prévoit un incitatif fiscal fédéral visant l'énergie éolienne qui, depuis 1995, a offert un crédit d'impôt de 0,023 \$ CAN/kWh (en dollars de 1995) pour chaque unité d'énergie admissible. Le PTC américain se distingue de son pendant canadien (EPÉÉ) de deux façons :

- le PTC est deux fois et demie plus important que l'incitatif canadien par unité de production, et vaut presque quatre fois plus, après impôt;
- à la différence de l'EPÉÉ, le PTC n'est pas limité à une région, à un producteur ni à la taille du budget total.

La combinaison de ces facteurs a encouragé les gouvernements des États à mettre en place leurs propres programmes d'appui à l'énergie verte parce que l'incitatif est suffisamment important pour susciter des investissements de capitaux substantiels dans les juridictions qui disposent de politiques favorisant l'appui à l'énergie verte.

- **Crédit d'impôt à l'investissement** de 10 % pour les nouvelles centrales électriques géothermiques et solaires.
- **Projets pilotes** établis par l'intermédiaire du National Renewable Energy Laboratory comme l'initiative du million de toits capteurs (Million Solar Roofs Initiative) visant à promouvoir l'énergie solaire photovoltaïque.

Les subventions à la production d'énergie renouvelable offertes à l'étranger sont notamment les suivantes :

- **L'Allemagne, le Danemark, l'Espagne, le Royaume-Uni et la France** disposent de programmes d'envergure analogue au PTC américain, mais ces pays possèdent également des programmes de financement sur plusieurs années semblables au programme EPÉÉ canadien. Les nations de l'Union européenne ont compris que les programmes d'envergure substantielle et proposant un financement étalé sur plusieurs années, comportaient l'avantage majeur d'entraîner un développement important des secteurs manufacturier et industriel nationaux.
- **L'Allemagne** a adopté une exigence légale (loi sur l'alimentation en énergie ou *feed-in law*) qui permet aux compagnies d'électricité de s'approvisionner en énergie renouvelable à 90 % de leurs prix d'électricité au détail. C'est en partie grâce à cette mesure que l'Allemagne possède la capacité en énergie éolienne la plus élevée au monde et un développement important de l'énergie solaire photovoltaïque. Ce pays s'est aussi doté d'un programme de subvention de capital de 100 millions DM (1\$ US = 1,734 DM en 1997) pour l'énergie solaire, les thermopompes, les petites centrales hydroélectriques, l'énergie éolienne et la biomasse.
- **Le Japon** a créé des incitatifs qui représentent 10 % du coût de l'hydroélectricité à petite échelle, 20 % pour l'énergie géothermique, 50 % pour l'énergie éolienne et jusqu'à 67 % pour l'énergie solaire photovoltaïque utilisée dans les édifices. Le pays offre aussi des prêts à faible intérêt pour l'énergie éolienne, l'hydroélectricité, la biomasse et les installations solaires.

Normes de pourcentage d'énergie renouvelable dans les portefeuilles

Description et avantages

Une norme de pourcentage d'énergie renouvelable dans les portefeuilles, ou NPERP, est une mesure législative bien connue prenant la forme d'une exigence de part de marché ou de quota obligatoire. Une NPERP définit une cible de part de marché ou une quantité d'énergie renouvelable qui doit être *fournie* par une entité soumise à cette exigence comme un producteur d'électricité (p. ex. une compagnie d'électricité), à l'échelle fédérale, régionale ou locale. La cible peut être atteinte en fournissant physiquement l'énergie renouvelable ou en achetant des crédits d'énergie renouvelable lorsque les sources d'énergie renouvelable régionales sont inaccessibles.

Il existe trois types de cibles qui peuvent être définies par les normes de pourcentage dans les portefeuilles :

1. Un **pourcentage minimum d'énergie renouvelable de l'offre annuelle totale, où le pourcentage monte chaque année ou après quelques années** (p. ex. commençant à 1 % de l'offre totale pour augmenter chaque année d'un point de pourcentage jusqu'à 2010).
2. Une **offre annuelle minimum différentielle de l'énergie renouvelable (en GWh)** (p. ex. commençant à 200 GWh/an pour augmenter chaque année de 100 GWh/an jusqu'à 2010).
3. Une **capacité minimum d'énergie renouvelable (en MW) jusqu'à une année précise** (p. ex. cible de 1000 MW d'ici à 2010).

Une NPERP exige de chaque fournisseur d'électricité à l'utilisateur final qu'il démontre, par la possession de « crédits d'énergie renouvelable » échangeables, qu'il a appuyé la production d'une certaine quantité d'énergie renouvelable. Le rôle de la réglementation est limité aux fonctions suivantes :

- certifier les crédits;
- délivrer des crédits de substitution à un prix établi;
- contrôler la création et le retrait des crédits;
- veiller à ce que les vendeurs possèdent le nombre requis de crédits à la fin de chaque année;
- assurer une conformité totale et infliger une pénalité suffisamment importante aux vendeurs qui se trouvent en défaut.

La cible **d'approvisionnement en énergie renouvelable** équivaut à une NPERP, sauf qu'elle est en général définie à l'interne par une vaste organisation du type gouvernement fédéral ou provincial, ou administration municipale. La cible de l'approvisionnement définit un objectif d'achat correspondant à une part ou à une quantité de l'électricité annuelle totale consommée par l'organisation qui est produite par les sources d'énergie renouvelable. Les cibles d'approvisionnement peuvent aussi être définies de trois manières, équivalentes aux types de NPERP indiqués ci-dessus, sauf que l'électricité est *consommée* plutôt que *fournie*. Tout comme pour la NPERP, une cible d'approvisionnement peut aussi être atteinte par une consommation effective de l'énergie renouvelable ou par l'achat de crédits d'énergie renouvelable lorsque les sources d'énergie renouvelable ne sont pas disponibles.

La législation sur la NPERP comporte les avantages suivants :

- elle permet d'aider les compagnies d'électricité à se préparer bien à l'avance pour remplir leurs futures obligations annuelles;
- elle fonctionne bien avec les incitatifs financiers et les pénalités imposées pour non-conformité;
- elle permet aux consommateurs d'obtenir le meilleur prix possible pour l'électricité renouvelable. En effet, la concurrence entre les producteurs qui déposent des soumissions visant à aider la compagnie d'électricité à satisfaire à ses obligations, a fait naître un marché de l'électricité renouvelable;
- elle a recours à des mécanismes connus de l'industrie afin de diversifier les marchés de l'énergie;
- elle favorise la concurrence loyale et la stabilité du marché;
- elle stimule le développement économique, notamment dans les régions rurales;

- elle comporte une neutralité sur le plan de la concurrence puisqu'elle s'applique aux vendeurs de manière uniforme;
- elle ne nécessite aucun recouvrement ni aucune distribution de fonds centralisés et n'oblige pas les organismes gouvernementaux à prendre des décisions sur les gagnants et les perdants. C'est le marché qui décide des installations de production à construire, de l'endroit et du prix.

Situation canadienne actuelle

Bien qu'aucune NPERP ne soit planifiée à l'échelle nationale au Canada, un groupe de travail fédéral-provincial examine, à l'heure actuelle, la manière dont les normes de portefeuille pourraient fonctionner dans le contexte canadien (en tenant pour acquis que les compagnies d'électricité sont de compétence provinciale).

Même s'il n'a pas fait l'objet d'une loi, le Plan d'action sur les changements climatiques de 2002 du Canada établit une cible d'approvisionnement minimal de 10 % (3,9 Mt) de nouvelle capacité de production d'électricité au Canada. Si elle était mise en œuvre, elle constituerait le programme fédéral d'approvisionnement le plus solide d'Amérique du Nord. Ce plan a suggéré les mesures suivantes afin de contribuer à l'objectif fédéral :

- des incitatifs à une production accrue;
- instauration de normes de pourcentage d'énergie renouvelable dans les portefeuilles dans les provinces;
- des efforts accrus de développement de la demande du marché;
- proposition d'un système d'échange de droits d'émission;
- achat volontaire d'énergie verte par les consommateurs;
- proposition d'un système d'étiquetage de l'électricité indiquant l'impact environnemental relatif de différentes sources de production d'électricité.

Bien qu'aucune norme de portefeuille n'ait jusqu'à présent été adoptée par une loi d'une province canadienne, un résumé des progrès réalisés en matière de NPERP provinciale et de définition des cibles d'approvisionnement se trouve ci-dessous :

- **C.-B.** – En 2002, la C.-B. a proposé un objectif volontaire de 50 % de toute nouvelle capacité provenant de B.C. Clean Electricity, d'ici à 2012, sans que cette mesure n'ait été adoptée par une loi. La définition large du 50 % comprend l'amélioration de l'efficacité des installations existantes, la cogénération chaleur et électricité, ainsi que toutes les TER à faible impact. On s'attend à des augmentations éventuelles des tarifs oscillant entre 0,1 % à 0,2 % au cours de la prochaine décennie. Des politiques sur la facturation nette et les normes d'interconnexion seront élaborées afin d'appuyer l'objectif.
- **Alb.** – En 2002, l'Alberta a proposé une capacité d'énergie renouvelable de 3,75 % (nouvelle capacité de ~600 MW), d'ici à 2008, mais aucune législation n'est prévue sur ce point. Les mesures suivantes ont été envisagées dans le but d'atteindre cet objectif : (1) l'intensité des émissions de la production de l'électricité fournie aux consommateurs sera rapportée par les revendeurs d'électricité; (2) au moins 25 % de l'électricité consommée par les installations gouvernementales

sera produite à partir de sources d'énergie verte en 2004 et; (3) le gouvernement continuera d'appuyer le développement de corridors verts, encourageant de ce fait une utilisation accrue des véhicules alimentés par des carburants de remplacement.

- **Ont.** – En 2002, l'Ontario a proposé que la part de l'énergie renouvelable soit fixée à 10 % d'ici à 2010, et la législature devait agir en ce sens au printemps de 2004. Les efforts suivants contribueront à atteindre cet objectif : (1) le gouvernement provincial s'est engagé à acheter 20 % de son électricité à partir de sources d'énergie verte et (2) tout nouvel édifice gouvernemental sera alimenté par des sources d'énergie éconergétiques ou propres. L'incidence probable de la NPERP ontarienne envisagée sur les prix de gros pondérés est <1 % pour la première année et <2 % d'ici à 2010.
- **Qc.** – L'organisme provincial de réglementation, la Régie de l'énergie, a réclamé un engagement visant l'énergie éolienne de 50 MW par année pendant sept ans, portant la capacité installée totale à 450 MW.
- **N.-B.** – En 2002, le Nouveau-Brunswick a affirmé qu'il adoptera une NPERP.
- **N.-É.** – Selon le Rapport d'étape no. II sur la stratégie énergétique de la Nouvelle-Écosse (2004), la Nouvelle-Écosse a créé une cible d'énergie renouvelable, volontaire, à court terme (trois ans), commençant en décembre 2001 à l'intention des nouveaux producteurs indépendants totalisant 2,5 % de la capacité de production provinciale, soit environ 50 MW. Le Electricity Marketplace Governance Committee of Nova Scotia a récemment recommandé qu'une NPERP commence à être appliquée en 2006. Il est probable qu'une petite surcharge sera appliquée aux tarifs d'électricité de tous les consommateurs d'électricité de Nouvelle-Écosse. Les prévisions actuelles montrent qu'une telle augmentation serait probablement appliquée, progressivement, sur une période de trois à cinq ans et oscillerait entre 0,5 et 1 % au maximum.
- **Î.-P.-É.** – L'Île-du-Prince-Édouard a proposé que la part de l'énergie renouvelable soit fixée à 10 %, d'ici à 2010.

Enfin, en ce qui concerne l'approvisionnement vert, le gouvernement canadien a acheté de l'énergie verte de compagnies d'électricité situées en Alberta, en Saskatchewan (25 000 MWh pour 12,4 millions de dollars), et à l'Île-du-Prince-Édouard (13 000 MWh pour 4,5 millions de dollars). Un certain nombre de municipalités se sont dotées de cibles d'approvisionnement en énergie renouvelable :

- **Calgary, Alb.** – L'organisme de transports en commun de Calgary s'est engagé à acheter 21 000 MWh/an d'électricité produite à partir de l'énergie éolienne d'un producteur d'électricité indépendant local, Vision Quest Wind Electric, pour les dix prochaines années. Calgary est la première ville en Amérique du Nord à offrir à ses usagers un système de transport en commun alimenté par des sources d'énergie verte.
- **Greater Vancouver Regional District (GVRD), C.-B.** – En 2002, le GVRD, ainsi que les municipalités suivantes, ont accepté de s'approvisionner en énergie verte auprès de BC Hydro dans le cadre du programme pilote de certificats d'énergie verte (*Green Power Certificates Program*) :
 - Capital Regional District (Victoria) Building Services Group;
 - Corporation of the City of White Rock;
 - Resort Municipality of Whistler.

- **Alberta Urban Municipalities Association** – Cette association s’est formellement engagée à ce que 2 % des besoins en électricité des municipalités participant à l’initiative de regroupement dans le domaine de l’électricité seraient comblés par le truchement de l’approvisionnement écologique.

Expérience étrangère

Les normes de pourcentage d’énergie renouvelable dans les portefeuilles sont responsables des quelques expériences réussies les plus notables en matière d’énergie renouvelable aux États-Unis. Elles ont suscité une production accrue d’énergie éolienne bon marché au Texas et une production prometteuse à partir d’énergie solaire en Arizona. Dix-sept États américains ont établi des NPERP ou des objectifs analogues afin d’encourager la production d’électricité renouvelable. Les normes les plus largement étudiées sont, entre autres, les suivantes :

- **Californie** – En 2002, la Californie a adopté une disposition législative selon laquelle 20 % de son électricité devrait être produite à partir de sources d’énergie renouvelable d’ici à 2017, en augmentant l’offre d’électricité renouvelable de 1 % par année à partir des 10 % actuels. Il s’agit de la NPERP la plus exigeante à avoir été adoptée jusqu’à présent aux États-Unis, même si elle représente un pas de moindre importance pour un État qui possède déjà un marché de l’énergie renouvelable viable.
- **Texas** – Le mandat du Texas de 1999 en matière d’énergie renouvelable exige que les compagnies d’électricité acquièrent 400 MW de *nouvelle* capacité de production à partir de TER d’ici à 2003; cette capacité étant portée à 850 MW d’ici à 2005, 1 400 MW d’ici à 2007 et 2 000 MW d’ici à 2009 (ce qui correspond à 3 % de la capacité totale). La NPERP du Texas, à l’instar du crédit d’impôt à la production à l’échelle fédérale américaine, a entraîné la construction de plus de 10 projets d’éoliennes au cours de la première année, pour obtenir une nouvelle capacité de production combinée de 1 200 MW. Cette nouvelle capacité dépasse largement la cible de 2005, selon la Electric Reliability Council of Texas et est déjà en avance sur tous les autres États américains pour la même période. Le Texas aussi possède une source d’énergie éolienne accessible, ce qui l’aide considérablement. Les caractéristiques de la NPERP adoptée au Texas sont les suivantes :
 - facilité d’administration;
 - allocation pour l’échange de crédit d’énergie renouvelable;
 - exigence incombant à tous les détaillants de divulguer l’origine de leur électricité;
 - allocation pour facturation nette;
 - système de repérage solide;
 - exécution appropriée par l’imposition de pénalité.
- **Arizona** – L’Arizona s’oriente vers une NPERP de 1,1 % en 2007 dont 60 % proviendrait de l’énergie solaire qui est très abondante dans cet État. Les résultats de juillet 2003 indiquaient 5 MW d’énergie solaire PV, selon un rapport du groupe de travail sur l’évaluation des coûts (Cost Evaluation Working Group) de l’Arizona.
- **Nevada** – La NPERP du Nevada, adoptée en 2001, exige que la quantité totale de l’énergie renouvelable fournie dans cet État passe de 5 % en 2003 à 15 % en 2013, par des augmentations de 2 % tous les deux ans. En outre, elle autorise la Nevada Public Utilities Commission à élaborer un mécanisme d’échange de crédits d’énergie renouvelable visant les compagnies d’électricité de l’État.

Au titre des NPERP existant à l'étranger, on peut citer :

- Le **Royaume-Uni** avait auparavant établi des cibles d'approvisionnement en énergie renouvelable pour les fournisseurs d'électricité, mais à l'heure actuelle, elle suit plutôt une approche de norme de portefeuille.
- Le **Danemark** exige qu'une quantité minimum de biomasse soit utilisée dans les usines alimentées au charbon et il possède une NPERP nationale.
- L'**Australie** a intégré dans son droit une NPERP de 2 %, d'ici à 2010.

Annexe B : Vue d'ensemble du modèle

Tirée de Fischer, Carolyn et Richard G. Newell. « Politiques sur l'environnement et les technologies en matière de changement climatique et d'énergie renouvelable », Document de travail de RFF, du 4 au 5 avril, 2004.

Nous avons élaboré un cadre unifié d'évaluation de six options de politiques différentes visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre et à encourager le développement et la diffusion de l'énergie renouvelable. Le modèle stylisé est délibérément simple afin de faire ressortir les principales caractéristiques. Il couvre deux secteurs : un secteur qui produit des émissions et un autre qui n'en génère aucune, les deux étant censés être parfaitement concurrentiels et fournir un produit identique, l'électricité. La production d'électricité à partir de combustibles fossiles (« production d'électricité d'origine fossile ») est réputée être la technologie marginale, établissant ainsi le prix de l'ensemble du marché; ainsi, dans la mesure où l'énergie renouvelable est concurrentielle, elle déplace la production d'électricité d'origine fossile. Le modèle comporte deux phases. La production et la consommation d'électricité, ainsi que les émissions produites, ont lieu au cours des deux périodes. Par contre, l'investissement dans la connaissance se produit au cours de la première phase et, grâce à l'évolution de la technologie, il fait baisser le coût de la production d'électricité renouvelable dans la seconde période. Il est important de préciser que l'on présume que les entreprises tiennent pour acquis non seulement les prix actuels, mais aussi ceux de la seconde période, car elles ont des attentes rationnelles en ce qui concerne ces prix.

Afin de prendre en compte le temps qu'il faut à l'innovation pour voir le jour et la durée de vie utile des nouvelles technologies, les première et seconde phases seront désignées respectivement par n et m années. Par souci de simplicité, on présume qu'aucune actualisation n'a lieu au cours de la première phase; ceci afin de garantir que les comportements au cours de cette période demeurent identiques. Toutefois, partons du principe que δ représente le facteur d'actualisation entre les phases. Il est possible de permettre une certaine actualisation au cours de la seconde phase en modifiant m de manière à refléter une telle actualisation; dans ce cas, m peut être envisagé comme désignant les années « effectives ».

Le secteur émetteur de la production d'électricité d'origine fossile

Le secteur émetteur de l'industrie de la production d'électricité repose sur les combustibles fossiles et est indiqué par l'exposant F . La production totale générée par le secteur émetteur est f_t pour l'année t . Les coûts de production marginaux MC sont réputés demeurer constants par rapport à la puissance fournie et décroître légèrement au regard de l'intensité des émissions μ_t , jusqu'à un taux naturel, μ^0 . Cette formule permet d'opérer une compensation entre l'intensité des émissions et les coûts plus élevés (c.-à-d. une fonction du coût des réductions de carbone).

Deux politiques touchent directement le secteur de la production d'électricité d'origine fossile : le prix des émissions et l'impôt sur la production (qui peut être explicite ou implicite, à l'instar de la norme de portefeuille commentée, ci-dessous). On suppose que τ_t est le prix des émissions (c.-à-d. une taxe sur les émissions ou un prix d'équilibre du permis) et que ϕ_t est l'impôt sur la production d'électricité

d'origine fossile au moment t , respectivement. D'autres politiques qui stipulent des normes de quantité, comme les normes de pourcentage d'énergie renouvelable dans les portefeuilles et des normes de performance relatives aux émissions, seront expliquées en détail dans la prochaine section, puisqu'elles supposent que certains changements soient apportés au modèle général.

Pour la société de référence qui émet du carbone, les profits sont les suivants :

$$\pi^F = n(P_1 - MC(\mu_1) - \tau_1\mu_1 - \phi_1)f_1 + \delta m(P_2 - MC(\mu_2) - \tau_2\mu_2 - \phi_2)f_2, \quad (1)$$

où P_t désigne le prix de l'électricité. La société maximise ses profits en ce qui concerne sa production et l'intensité de ses émissions, ce qui donne les conditions du premier ordre suivantes :

$$\frac{\partial \pi^F}{\partial \mu_t} = 0: \quad -MC'(\mu_t) = \tau_t; \quad (2)$$

$$\frac{\partial \pi^F}{\partial f_t} = 0: \quad P_t = MC(\mu_t) + \tau_t\mu_t + \phi_t. \quad (3)$$

Ainsi, comme le démontre l'équation (2), le prix des émissions (τ) établit le débit d'émission. Les coûts de production marginaux correspondants sont, par conséquent, constants (y compris l'impôt sur la production (ϕ) et le prix des émissions est compris dans cette production ($\tau\mu$)). Ainsi, le secteur des combustibles fossiles constitue la « technologie marginale » – tant que l'électricité est produite à partir de combustibles fossiles, le prix du marché concurrentiel doit être égal à la somme de ces coûts marginaux, comme le montre l'équation (3)³⁴.

Les émissions totales, E_t , sont le produit du débit d'émission et par la production d'électricité d'origine fossile :

$$E_t = \mu_t f_t \quad (4)$$

En l'absence de l'imposition d'un prix sur les émissions, la condition du premier ordre pour l'intensité des émissions suppose que $-MC'(\mu_t) = 0$. Supposons que la solution de cette équation soit μ_0 , le débit de base des émissions, et que le prix de référence correspondant de la production de l'électricité soit P_0 , où $P_0 = MC(\mu_0)$.

34 L'hypothèse d'une technologie de production d'électricité d'origine fossile unique est assurément solide et appelle quelques commentaires. Aussi longtemps que la technologie marginale démontre des coûts marginaux constants, les effets d'équilibre sur le prix du marché et le surplus sont identiques. Les exceptions concernent des politiques établissant un prix des émissions lorsque les intensités des émissions varient en fonction des différentes technologies de production d'électricité d'origine fossile utilisées. Par exemple, si le charbon est utilisé par la technologie inframarginale et que les turbines au gaz naturel constituent la technologie marginale, le régime du prix des émissions fera augmenter davantage les coûts de la technologie fondée sur le charbon, mais le prix du marché ne reflétera que l'augmentation des coûts pour la technologie utilisant le gaz naturel (sauf si le charbon n'est plus une technologie inframarginale), ce qui dénote une perte de surplus du producteur en ce qui concerne le charbon. Les effets de la politique sur l'intensité moyenne des émissions varieront également, et celles qui n'établissent pas de prix des émissions auront tendance à déplacer la technologie marginale à plus faible intensité carbonique. Nous considérons que cette simplification nous permet de saisir les principaux résultats qualitatifs; une modélisation plus riche ne ferait seulement qu'exacerber les différences entre les politiques sur le plan du bien-être.

Le secteur non émetteur de la production d'électricité renouvelable

Un autre secteur de l'industrie produit de l'électricité sans générer d'émissions en ayant recours aux sources d'énergie renouvelables (p. ex. l'énergie éolienne); il est désigné par l'exposant R . La production d'électricité annuelle provenant du secteur de l'électricité renouvelable est q_t . Les coûts de production $G(K_t, q_t)$ sont réputés croissants et convexes par rapport à la production, et décroissants et convexes par rapport à son propre stock de connaissances K_t , de sorte que $G_q > 0$, $G_{qq} > 0$, $G_K < 0$, et $G_{KK} > 0$, où les lettres en indice indiquent des dérivées de la variable indiquée³⁵. En outre, comme les coûts marginaux baissent par rapport aux connaissances et que les dérivées partielles sont symétriques, on obtient $G_{qK} = G_{Kq} < 0$. À noter que nous avons considérablement simplifié en partant de l'hypothèse que les TER récentes qui sont assez peu éprouvées font l'objet d'une évolution technologique, alors que les techniques qui ont recours aux combustibles fossiles assez avancées, n'évoluent pas. Bien qu'il ne soit pas strictement véridique que les technologies des combustibles fossiles ne connaîtront aucun progrès technologique, l'intégration au modèle d'un taux relatif positif, mais plus lent, de progression, compliquerait l'analyse sans toutefois fournir de nouvelles données d'intérêt.

Le stock de connaissances $K(H_t, Q_t)$ est une fonction de la R-D cumulative, H_t , et de l'expérience cumulative résultant de l'apprentissage par la pratique (APP), Q_t , où $K_H \geq 0$ et $K_Q \geq 0$, et $K_{HQ} = K_{QH}$. La R-D cumulative croît de manière proportionnelle à l'investissement annuel au cours de chaque phase, h_t , de sorte que $H_2 = H_1 + nh_1$. L'expérience cumulative augmente avec la production totale durant la première phase, de sorte que $Q_2 = Q_1 + nq_1$. Les dépenses de recherche, $R(h_t)$, sont croissantes et convexes par rapport à la quantité de nouvelles connaissances en R-D générée en une année donnée, avec $R_h(h) > 0$ pour $h > 0$, $R_h(0) = 0$, et $R_{hh} > 0$. Une question importante est celle de savoir si la recherche et l'expérience sont interchangeables, auquel cas $K_{HQ} < 0$, ou sont complémentaires, auquel cas $K_{HQ} > 0$.

Les deux politiques fondées sur le prix visent directement l'énergie renouvelable : une subvention à la production d'énergie renouvelable (s), et une subvention à la R-D sur les TER par laquelle le gouvernement compense une partie (ϕ) des dépenses de recherche.

Dans notre modèle à deux phases, les profits pour la société de référence qui n'émet pas de carbone sont les suivants :

$$\pi^R = n \left((P_1 + s_1)q_1 - G(K_1, q_1) - (1 - \sigma)R(h_1) \right) + \delta m \left((P_2 + s_2)q_2 - G(K_2, q_2) \right), \quad (5)$$

où : $K_2 = K(H_2, Q_2)$.

35 La convexité à plus long terme de la fonction du coût de l'énergie renouvelable est attribuable à la qualité décroissante des terres disponibles pour la production d'électricité à partir de l'énergie éolienne et la biomasse. La rareté des intrants n'est pas une préoccupation importante à plus long terme pour la production d'électricité d'origine fossile, ce qui justifie toutefois l'hypothèse simplificatrice de coûts marginaux constants (c.-à-d. rendements d'échelle constants).

La société maximise ses profits en ce qui concerne la production au cours de chaque phase et l'investissement dans la R-D, ce qui donne les conditions du premier ordre suivantes :

$$\frac{\partial \pi^R}{\partial q_1} = n(P_1 + s_1 - G_q(K_1, q_1)) - \delta m G_K(K_2, q_2) n K_Q(H_2, Q_2) = 0;$$

$$\frac{\partial \pi^R}{\partial q_2} = \delta m (P_2 + s_2 - G_q(K_2, q_2)) = 0;$$

$$\frac{\partial \pi^R}{\partial h_1} = -n(1 - \sigma) R_h(h_1) - \delta m G_K(K_2, q_2) n K_H(H_2, Q_2) = 0.$$

En réordonnant, on obtient :

$$G_q(K_1, q_1) = P_1 + s_1 - \delta m G_K(K_2, q_2) K_Q(H_2, Q_2); \quad (6)$$

$$G_q(K_2, q_2) = P_2 + s_2; \quad (7)$$

$$(1 - \sigma) R_h(h_1) = -\delta m G_K(K_2, q_2) K_H(H_2, Q_2). \quad (8)$$

Comme le montre l'équation (6), le secteur de l'énergie renouvelable produit jusqu'au point où le coût de production marginal est égal à la valeur qu'il reçoit du surplus de production, y compris le prix du marché, toute subvention à la production et la contribution de cette production à la réduction future des coûts au moyen de l'APP (à noter que le dernier terme de l'équation (6) est dans l'ensemble positif)³⁶. La production obtenue au cours de la deuxième phase ne génère aucun bénéfice sur le plan de l'apprentissage de sorte que l'équation (7) ne comprend aucun terme relié. Parallèlement comme le montre l'équation (8), la société investit également dans la recherche jusqu'à ce que les valeurs actualisées nettes provenant de la R-D soient égales aux coûts d'investissement sur marge.

Demande des consommateurs

La production d'énergie renouvelable et celle d'électricité d'origine fossile sont réputée parfaitement interchangeables. Supposons que $C(P)$ corresponde à la demande d'électricité des consommateurs, une fonction du prix, où $C'(P) < 0$. En équilibre, la consommation totale doit être égale à l'offre totale, la somme de la production d'électricité d'origine fossile et celle de l'électricité renouvelable :

$$C(P_t) = f_t + q_t.$$

Dans ce modèle, les combustibles fossiles constituent la technologie marginale (en présumant des coûts marginaux fixes), et leurs coûts de production détermine le prix de l'électricité. La production d'électricité d'origine fossile est par conséquent égale au reste une fois l'énergie renouvelable rentable produite : $f_t = C(P_t) - q_t$. Ainsi, toute augmentation de la production d'énergie renouvelable déplace la production d'électricité d'origine fossile.

36 Par conséquent, nous tenons pour acquis ici que les sociétés font preuve d'une prévoyance sans faille, et qu'il n'y a aucun gâchis de connaissances, et que les sociétés internalisent tout rendement futur sur le capital investi dans la R-D et l'apprentissage par la pratique (APP). Aux fins de la présente étude, nous partons de l'hypothèse que les coûts de la R-D et de l'APP sont entièrement reflétés dans les prix du marché au moment de ces investissements. Ces hypothèses ne sont pas conçues pour nécessairement refléter la réalité, mais plutôt afin de modéliser une situation simplifiée à partir de laquelle l'intuition peut être élaborée et d'autres hypothèses de modélisation échafaudées.

Le surplus aux consommateurs est donc $CS = \int_{P_0}^{\infty} C(P)dP$. Par conséquent, la variation du surplus aux consommateurs entraînée par la politique d'énergie renouvelable dans ce modèle d'équilibre partiel est :

$$\Delta CS = -n \int_{P_0}^{P_1} C(P)dP - \delta m \left(\int_{P_0}^{P_2} C(P)dP \right). \quad (9)$$

Bien-être

Les politiques ont aussi des incidences sur les recettes du gouvernement, que nous désignons par V . Nous présumons que ces recettes sont prélevées ou reversées de manière forfaitaire. Le changement dans ces transferts est égal aux revenus fiscaux moins le coût des subventions :

$$\Delta V = n((\phi_1 + \tau_1 \mu_1) f_1 - s_1 q_1 - \sigma R(h_1)) + \delta m((\phi_2 + \tau_2 \mu_2) f_2 - s_2 q_2) \quad (10)$$

Les effets néfastes sur l'environnement sont une fonction des émissions annuelles et de la longueur de chaque phase. Afin de tenir compte des deux sur le plan du flux et des stocks de polluants, nous exprimons cette fonction de manière générale comme suit :

$$\Delta D = D(E_1, E_2, n, m) - D(E_0, E_0, n, m) \quad (11)$$

Le changement sur le plan du bien-être qui est provoqué par une politique correspond à la somme des changements dans le surplus aux consommateurs et des producteurs, moins les effets néfastes sur l'environnement et les transferts de recettes provenant de la subvention ou des impôts :

$$\Delta W = \Delta CS + \Delta \pi^R - \Delta D + \Delta V. \quad (12)$$

À noter que les coûts marginaux constants du secteur des combustibles fossiles implique que les profits sont nuls, donc $\Delta \pi^F = 0$.

Toutefois, le bien-être n'est certainement pas la seule donnée chiffrée permettant d'évaluer une politique. Les émissions totales, le surplus aux consommateurs, la part de marché de l'énergie renouvelable et ainsi de suite, sont autant d'indicateurs. Les facteurs généraux d'équilibre – comme les interactions sur le plan des distorsions fiscales, les pertes ou autres dysfonctionnements du marché – peuvent aussi être des facteurs importants de définition des incidences sur le plan du bien-être. Les contraintes de l'économie politique peuvent aussi beaucoup aider à définir les objectifs d'une politique. Dans la mesure où ces questions non modélisées existent, cette présentation de l'équilibre partiel du facteur bien-être au sein du secteur ne refléteront pas la totalité des répercussions au plan social; le bien-être représente cependant une donnée de référence utile.

Réaction de l'énergie renouvelable aux variations des prix, de la production et de la R-D

Tandis que les politiques sont susceptibles d'avoir des répercussions à la fois sur le prix du marché de l'énergie et sur la subvention de l'énergie renouvelable, le producteur d'énergie renouvelable suivra, en définitive, de très près le prix total qu'il reçoit pour la production au cours de chaque période, que nous définissons de la manière suivante :

$$P_t^R \equiv P_t + s_t. \quad (13)$$

Cette annexe fait dériver les statistiques comparatives afin d'obtenir la réaction du secteur de l'énergie renouvelable aux variations de ces prix et du prix qu'il verse pour la recherche. Les principaux résultats sont les suivants. D'abord, la production d'énergie renouvelable pour chaque période augmente en même temps que le prix reçu au cours de cette période (c.-à-d. $dq_t / dP_t^R > 0$). La production au cours de la seconde période augmente aussi grâce à l'acquisition des connaissances, puisque les coûts marginaux sont plus bas ($dq_t / dK_t > 0$).

Ensuite, la R-D augmente avec le prix de la seconde phase, puisque des prix plus élevés impliquent une production d'électricité renouvelable accrue, d'où des perspectives de profits plus grandes en raison de la réduction des coûts. Dans le même ordre d'idée, dans la mesure où l'APP existe, la production au cours de la première phase augmente avec le prix de la seconde période, pour les mêmes raisons. Il n'est pas surprenant que la R-D augmente aussi avec sa propre subvention, puisque les coûts d'investissement réels supportés par l'entreprise diminuent.

Les questions les plus difficiles ont trait à la manière dont la production au cours de la première phase réagit à la R-D, et *vice versa* – en d'autres termes, quelle est l'interaction entre l'APP et la R-D. Alors que les deux augmentent en fonction de la production au cours de la seconde phase, l'incidence entre les deux méthodes d'accumulation des connaissances dépend de leur degré d'interchangeabilité ou de complémentarité. Cette interchangeabilité indique également si la R-D et l'APP réagissent de la même manière ou de façon tout à fait opposée en raison des variations de prix ou de la subvention à la R-D au cours de la première période, puisque ces variations ont une incidence sur les coûts relatifs de l'APP et de la R-D.

Si la R-D et l'APP sont complémentaires, la production de la première période aura tendance à augmenter avec l'investissement en R-D. Ce qui signifie qu'une augmentation de la subvention à la R-D fera également hausser la production d'énergie renouvelable au cours de la première phase. De même, un accroissement des prix de l'énergie renouvelable au cours de la première phase peuvent aussi faire augmenter la R-D, si elle est complétée par davantage d'APP.

Par contre, si la R-D et l'APP sont interchangeables sur le plan de l'acquisition de connaissances, alors une R-D accrue rend l'APP moins productive, peu importe le niveau de production. Mais la hausse de la production au cours de la seconde phase suscitée par la baisse des coûts attribuable à une R-D accrue, tend aussi à rendre l'APP plus intéressante. La production au cours de la première phase est ainsi susceptible d'augmenter ou de diminuer avec l'investissement dans la R-D. Mais un effet de substitution fort signifie qu'une subvention à la R-D plus importante fera diminuer la production au cours de la première phase, et une subvention accrue à la R-D fera décroître l'investissement dans la R-D, puisque la R-D et l'APP s'évincent mutuellement. Ces interactions seront des facteurs déterminants des effets des politiques, puisque ces dernières ont des incidences distinctes sur les prix de la production au cours des première et seconde phases et sur le coût de la R-D.

Scénario de politique

Comme démontré à la section sur la modélisation, la production d'énergie renouvelable est fonction du prix reçu par ce secteur et du coût de l'investissement dans la R-D. La production d'électricité d'origine fossile dépend de la quantité de la production du secteur de l'énergie renouvelable et du prix de l'électricité, et l'intensité des émissions est fonction du prix des émissions. Les politiques ont des effets divers sur ces différents prix, entraînant des équilibres de marché distincts. Comme nous le

verrons, les politiques prévoient par conséquent des incitatifs destinés à favoriser la réduction des émissions qui varient en fonction de ces différentes marges – intensité des émissions, conservation de l'énergie et production d'énergie renouvelable, ce qui entraîne une divergence dans leur efficacité relative.

Absence de politique

Nous avons défini μ_0 comme le débit d'émission de référence et P_0 comme le prix de base de l'électricité, de sorte qu'en l'absence de politique (c.-à-d. $\phi_t = s_t = \tau_t = \sigma = 0$), les conditions du premier ordre pour ce qui est de la production supposent que les prix de la production soient égaux à ce prix de base dans les deux marchés et dans le temps : $P_t = P_t^R = P_0$. Nous présumons qu'une solution interne existe; c'est-à-dire que l'énergie éolienne est viable dans une certaine mesure en l'absence de politique. Comme condition suffisante on aurait $G_q(K_1, 0) < P_0$. Toutefois, la production d'énergie éolienne pourrait exister même si les coûts de production marginaux sont plus élevés que le prix au cours de la première phase, aussi longtemps que la valeur de l'APP propre à faire diminuer les coûts au cours de la seconde phase est suffisante.

Politiques établissant des prix fixes

Nous nous intéressons tout d'abord à trois politiques qui établissent des prix de manière directe : un prix des émissions, une subvention à la production d'énergie renouvelable et un impôt sur la production d'électricité d'origine fossile.

Prix des émissions

En fixant directement un prix sur les émissions – soit en adoptant un impôt sur les émissions ou un système d'échange de droits d'émission – le secteur des combustibles fossiles est encouragé à baisser son débit d'émission jusqu'à ce que le coût marginal de la réduction soit égal au prix des émissions – $MC'(\mu_t) = \tau_t$. Le prix du marché de l'électricité reflète le coût marginal total de la production d'électricité d'origine fossile, incluant le coût intégré des émissions ainsi que les coûts de production marginaux plus élevés : $P_t = MC(\mu_t) + \tau_t \mu_t$ (voir l'équation (3)). Sans autres subventions, le secteur des sources d'énergie renouvelables reçoit le prix du marché pour l'électricité qu'il produit ($P_t^R = P_t$), et l'augmentation de prix favorise une production d'énergie renouvelable accrue pour les deux phases. La perspective d'une production accrue au cours de la seconde phase fait augmenter les incitatifs à l'investissement dans le savoir dans le secteur de l'énergie renouvelable, tant pour la R-D que pour l'APP. Le prix du marché plus élevé signifie aussi que les consommateurs disposent d'un incitatif supplémentaire à la conservation. Par conséquent, le prix des émissions offre des incitatifs suffisants pour l'atteinte d'un objectif de réduction des émissions donné parce qu'il fournit des incitatifs à la réduction des émissions – égalisés pour les trois marges – intensité des émissions, réduction de la production (par une augmentation des prix) et production d'énergie renouvelable.

Subvention à la production de l'énergie renouvelable

En vertu d'un régime de subvention à la production d'électricité renouvelable, comme aucun prix direct n'est fixé sur les émissions, il n'existe aucune réduction à l'intensité des émissions provenant des combustibles fossiles, et $P_t = P_0$, à l'instar du scénario d'absence de politique. Alors que le prix du marché de l'électricité demeure inchangé, et qu'aucun incitatif à la conservation de l'énergie n'est

prévu, le prix effectivement reçu par le secteur de l'énergie renouvelable connaît une augmentation équivalente au montant de la subvention, de sorte que $P_t^R = P_0 + s_t$. De cette manière, la subvention à la production d'énergie renouvelable a pour effet de faire déplacer la production d'électricité d'origine fossile au cours des deux phases, d'où une réduction des émissions.

Impôt sur la production d'électricité d'origine fossile

La structure analytique d'un impôt sur la production d'électricité d'origine fossile est analogue à la subvention à la production d'énergie renouvelable, à la différence que l'augmentation du prix reçu par le secteur de l'énergie renouvelable est attribuable à la hausse du prix de détail de l'électricité, plutôt qu'à une subvention directe. Par conséquent, le prix du marché et le prix effectif reçu par le secteur de l'énergie renouvelable augmente d'un montant équivalent à celui de l'impôt : $P_t^R = P_t = P_0 + \phi_t$. Même si aucun incitatif à la réduction de l'intensité des émissions n'existe, dans la mesure où la demande chute en raison des prix plus élevés, la production d'électricité d'origine fossile et les émissions seront plus faibles que dans le contexte d'une subvention équivalente à la production d'énergie renouvelable.

Subvention à la R-D sur les technologies de l'énergie renouvelable

En l'absence d'un prix des émissions ou d'une subvention à la production ou d'un impôt sur celle-ci, les prix de production dans les deux marchés sont égaux au prix de référence ($P_t^R = P_t = P_0$). Le principal effet de la subvention à la R-D est d'augmenter les dépenses de recherche et de faire baisser les coûts futurs de l'énergie renouvelable, d'où un déplacement d'une partie de la production d'électricité d'origine fossile au cours de la seconde phase. La politique de R-D n'offre aucun incitatif à la réduction de l'intensité des émissions des combustibles fossiles ni à la conservation de l'énergie par l'augmentation du prix de l'électricité.

En ce qui concerne les incitatifs au changement technologique, nous démontrons à l'annexe qu'une augmentation de la R-D peut favoriser l'apprentissage soit en rendant la R-D plus productive lorsque cette dernière et l'APP sont complémentaires, soit en suscitant une expansion suffisante de la production au cours de la seconde phase. Par contre, si la R-D et l'APP sont interchangeables, la R-D pourrait décourager l'apprentissage. Dans ce dernier cas, même si la subvention à la R-D augmentait la production d'énergie renouvelable au cours de la seconde phase, la production d'énergie renouvelable serait plus faible au cours de la première phase par rapport au scénario de référence. L'évolution dans le temps des émissions tendrait vers la direction opposée, augmentant au cours de la première phase et chutant dans la seconde. En l'absence d'un effet de l'apprentissage ($K_0 = 0$), la subvention à la R-D ne réussirait pas à réduire les émissions au cours de la première phase.

Politiques fondées sur les pourcentages

Deux politiques supplémentaires, fondées sur les tarifs, qui sont bien connues du secteur de la production d'électricité sont les normes de portefeuille et les normes de performance échangeables. Une norme de portefeuille exige qu'un certain pourcentage de la production d'électricité provienne de sources d'énergie renouvelable. Une norme de performance échangeable requiert que l'intensité moyenne des émissions de toute la production n'excède pas une norme. Les deux politiques créent, en réalité, des impôts sur la production d'électricité d'origine fossile et des subventions en faveur des sources d'énergie renouvelables. Toutefois, ces prix ne sont pas établis, comme dans le cadre des

politiques précédentes, mais s'ajustent plutôt de manière endogène selon les conditions du marché afin d'atteindre le pourcentage ciblé.

Les prix endogènes soulèvent des questions supplémentaires en ce qui concerne les incitatifs à l'innovation. Essentiellement, un savoir accru fait baisser les coûts de l'énergie renouvelable, les normes coûtent moins cher à atteindre, ce qui se reflète dans les impôts implicites et les subventions. La question est de savoir comment les sociétés du secteur de l'énergie renouvelable perçoivent ces variations de prix. Sont-elles conscientes de l'impact de leurs décisions en matière d'innovation sur les prix de la seconde phase? Demeurent-elles myopes au point de s'attendre à ce que les prix ne subissent aucuns changements? Ou bien prévoient-elles les prix futurs et s'en accommodent-elles, comme si c'était des sociétés concurrentes?

Étant donné nos hypothèses de départ d'une société représentative et parfaitement concurrentielle, nous adopterons la dernière hypothèse. Cette approche est surtout appropriée lorsqu'il s'agit de décrire l'innovation relative à une société, en particulier dans un secteur où de nombreuses petites entreprises se font concurrence. Ces hypothèses peuvent se révéler solides, et l'étude approfondie des différentes solutions de rechange constituera un prolongement important à cette étude, en particulier lorsqu'il s'agit d'intégrer les réactions en chaîne. Une littérature abondante reconnaît les différences entre les incitatifs à la production et les stimulants à l'innovation selon la structure des marchés³⁷. Toutefois, comme il faut commencer quelque part, nous examinons le point de départ logique des sociétés qui ont des attentes rationnelles vis-à-vis des prix.

La norme de pourcentage d'énergie renouvelable dans les portefeuilles

Nous modélisons la norme de portefeuille comme une exigence que α % de la production provienne de sources d'énergie renouvelable dans chaque phase (c.-à-d. aucune réserve permise). Nous présumons que la responsabilité de satisfaire à l'exigence visant le portefeuille incombe à l'industrie qui génère des émissions. Ainsi, le producteur d'électricité fossile doit acheter au moins α unités d'énergie renouvelable pour chaque $(1 - \alpha)$ unité de production d'électricité d'origine fossile, ou $\alpha / (1 - \alpha)$ « certificats verts » pour chaque unité générée, ou veiller à ce que cette exigence soit remplie d'une manière ou d'une autre.

En équilibre, les incitatifs correspondent à une combinaison des scénarios de la taxe sur la production d'électricité d'origine fossile et de la subvention à l'énergie renouvelable. En présumant que cette exigence est obligatoire, le secteur de l'énergie renouvelable reçoit une subvention par unité de puissance fournie qui est égale au prix d'un certificat vert, \hat{s}_t , où « ^ » représente les valeurs d'équilibre dans le contexte d'une norme de portefeuille. La taxe réelle par unité de puissance fournie à partir de combustibles fossiles en vertu de cette politique, $\hat{\phi}_t$, est alors proportionnelle à la subvention réelle octroyée au producteur d'énergie renouvelable :

$$\hat{\phi}_t = \frac{\alpha}{1 - \alpha} \hat{s}_t \quad (14)$$

37 Voir, p. ex., Milliman et Prince (1989), Biglaiser et Horowitz (1995), Jung et al. (1996), Fischer et al. (2003), Requate and Unold (2002). Les problèmes de dynamique sont également traités dans Petrakis et al. (1999) et Kennedy et Laplante (1999).

La taxe et la subvention implicites sont établies de manière concurrentielle par le marché afin de satisfaire à l'exigence visant les portefeuilles. Le prix du marché de l'électricité en résultant est $P_t = P_0 + \hat{s}_t \alpha / (1 - \alpha)$, alors que le prix reçu par le secteur de l'énergie renouvelable est $P_t^R = P_t + \hat{s}_t = P_0 + \hat{s}_t / (1 - \alpha)$.

La norme de portefeuille ne fournit aucun incitatif à la diminution de l'intensité des émissions provenant des combustibles fossiles, mais a pour effet d'éliminer la production d'électricité d'origine fossile en la taxant de manière implicite et en subventionnant l'énergie renouvelable en fonction du prix du marché. La hausse des prix de détail est positive (à la différence d'une subvention pure et simple à l'énergie renouvelable où elle est à zéro), mais seulement une partie de cette augmentation du prix réel est reçue par le secteur de l'énergie renouvelable (alors qu'une taxe sur l'énergie fossile se répercuterait entièrement sur les consommateurs). Ainsi, la norme de portefeuille n'entraîne que des incitatifs modestes à la conservation de l'énergie.

Une autre différence importante est que, si la norme de portefeuille est fixe, comme nous l'avons présumé, la taxe et la subvention implicites baissent avec le temps au fur et à mesure de la chute des coûts de l'énergie renouvelable entraînée par l'évolution de la technologie. Ce phénomène s'explique par le fait que l'impôt et la subvention implicites reflètent le coût fictif de la conformité à l'exigence visant la production d'énergie renouvelable, et ce coût fictif diminue au fur et à mesure que le coût associé à la production d'énergie renouvelable baisse.

Norme de performance pour les émissions

Alors qu'une norme de portefeuille exige un certain pourcentage d'énergie renouvelable, une norme de performance pour les émissions requiert une intensité moyenne d'émission pour toute la production. En vertu d'une norme de performance négociable $\bar{\mu}$, la société qui génère des émissions doit se procurer des permis d'émission jusqu'à ce que son débit d'émission dépasse la norme. Le prix des émissions au temps t , \mathcal{P}_t , sera alors déterminé par un équilibre de marché représenté par « - ». On attribue en réalité à toutes les entreprises $\bar{\mu}$ permis par unité de puissance fournie, ce qui correspond à une subvention implicite de $\mathcal{P}_t \bar{\mu}$ par unité de puissance fournie. Par conséquent, si la norme est obligatoire, le secteur des combustibles fossiles sera l'acheteur de permis coûtant $\mathcal{P}_t(\mu_t - \bar{\mu})$ par unité de puissance fournie, et le secteur de l'énergie renouvelable sera un vendeur de permis évalués à $\mathcal{P}_t \bar{\mu}$ par unité de puissance fournie.

Donc, la norme de performance pour les émissions correspond à une combinaison entre le prix des émissions \mathcal{P}_t et une subvention à la production d'électricité tant pour les producteurs d'énergie renouvelable que ceux d'électricité d'origine fossile, où

$$\mathcal{P}_t = \mathcal{P}_t \bar{\mu} = -\mathcal{P}_t^0. \quad (15)$$

Les valeurs d'équilibre sont définies conjointement aux conditions d'équilibre du marché précédentes pour l'offre et la demande en énergie, accompagnées de l'exigence supplémentaire qui s'exprime comme suit :

$$\mu_t f_t \leq \bar{\mu}(q_t + f_t) \quad (16)$$

Le prix du marché de l'électricité qui en résulte est $P_t = MC(\mu_t) + \mathcal{P}_t \mu_t + \mathcal{P}_t^0 = MC(\mu_t) + \mathcal{P}_t(\mu_t - \bar{\mu})$, reflétant à la fois le coût plus élevé inhérent au fait d'atteindre une intensité d'émissions plus basse, et le coût incombant aux producteurs d'électricité d'origine fossile qui génèrent des émissions qui excèdent

la norme. Le prix reçu par le secteur de l'énergie renouvelable est $P_t^R = P_t + \xi_t = MC(\mu_t) + \xi_t \mu$, qui comprend aussi les revenus tirés de la vente des permis (soit la subvention implicite).

À noter que le prix reçu par le secteur de l'énergie renouvelable est le même qu'avec un prix des émissions pur équivalent (c.-à-d. si $\tau_t = \xi_t$), garantissant la même quantité d'énergie renouvelable. L'incitatif à la baisse de l'intensité des émissions est aussi le même pour le secteur des combustibles fossiles dans ce cas. Toutefois, le prix de détail est affaibli par la subvention à la production, $\xi_t \bar{\mu}$, et la puissance fournie totale plus importante qui en résulte est alimentée par un surcroît de production d'électricité d'origine fossile, ce qui signifie que les émissions totales sont plus élevées.

À l'instar d'une norme de portefeuille, une norme de performance fixe suppose une subvention qui évolue avec le temps. Dans ce cas, comme les coûts chutent au cours de la seconde période, l'expansion de l'énergie renouvelable entraîne une augmentation des émissions générées par le secteur de la production d'électricité d'origine fossile. Certains de ces résultats proviennent d'un surcroît de production, et d'autres, de l'accroissement de l'intensité des émissions entraîné par la chute du prix des permis.

Annexe C : Références, hypothèses et commentaires sur les TER reliées au réseau électrique principal

Hypothèses et commentaires visant la capacité installée

TER reliées au réseau électrique	Sources sur la capacité	Commentaires
Énergie éolienne	Réf. 4	Les installations actuelles figurent sur le site Web de l'Association canadienne de l'énergie éolienne (ACÉÉ).
Hydroélectricité	Réf. 13	Comprend de nombreuses petites centrales hydroélectriques qui peuvent NE PAS être admissibles à la certification en vertu du programme EcoLogo.
PV solaire	Réf. 1	
Gaz d'enfouissement	Réf. 3	
Biomasse	Réf. 3, p. 119	Un bon nombre des centrales au biogaz existantes qui fournissent 1 900 MW ne SONT PAS susceptibles de recevoir la certification en vertu du programme EcoLogo et ne sont pas reliées au réseau électrique principal, comme les usines de pâtes et papier. Seulement 128 MW sont utilisés par des producteurs d'électricité indépendants.
Énergie des vagues	Réf. 11	Aboutissement d'un houlogénérateur de 4MW au large de la C.-B.
Énergie marémotrice	Réf. 3	20 MW cité en référence pour le générateur d'énergie marémotrice pour la N.-É., mais comme il n'est pas susceptible de recevoir la certification en vertu du programme EcoLogo, il n'a pas été comptabilisé.
Géothermie	Réf. 5	

Hypothèses et commentaires pour l'évaluation du potentiel technique

TER reliées au réseau électrique	Sources pour			Commentaires
	Facteur de capacité	Bas potentiel	Haut potentiel	
Énergie éolienne	Réf. 1	Réf. 13	Réf. 14	L'énergie éolienne au large des côtes n'a pas été comprise dans l'évaluation parce qu'il n'existe quasiment aucune donnée sur le sujet (Réf. 20). Même si le facteur de capacité normal des turbines au Canada se situe entre 25 % et 35 %, le pourcentage de 35 % a été tiré du document PP 2002 puisqu'on s'attend à ce que, plus tard, des turbines plus puissantes et plus importantes soient développées.
Hydro	Réf. 13	Réf. 6	Réf. 18	La référence 18 indique : « [traduction] selon EcoLogo : les installations supérieures à 11 000 MW, en présumant que la plupart des installations existantes qui sont inférieures à 20 MW peuvent être exploitées d'une manière qui soit conforme aux exigences du programme EcoLogo, et qu'il existe plusieurs autres sites plus importants que 20 MW et pour lesquels on peut présumer qu'ils sont aussi conformes. Nous savons qu'au moins 3 000 MW de plus que ce qui a été repéré dans l'Atlas existe au Canada, selon des estimations locales. »
PV solaire	Réf. 3, pp. 113-121	Réf. 13-121	Réf. 2	Réf. 22 Un représentant de la Canadian Solar Industries Association (CansIA) a indiqué que le potentiel total indiqué par Pollution Probe (9 785 MW) est très bas. Il a recommandé d'utiliser 70 000 MW comme minimum (sans maximum fourni). Par conséquent, il convient d'utiliser l'estimation de PP comme valeur inférieure et 100 000 comme valeur supérieure (chiffre choisi en l'absence d'autres données).
Gaz d'enfouissement	Réf. 3, pp. 113-121	Réf. 16	Réf. 3, pp. 113-121	Conestoga Rovers and Associates (CRA): « Même si toutes les décharges contrôlées produisent du méthane, il existe un certain seuil de taux de production de gaz d'enfouissement que la décharge contrôlée doit générer pour que le captage et l'utilisation du gaz soient des activités économiquement viables. »
Biomasse	Réf. 3, pp. 113-121	Réf. 3, pp. 113-121	Réf. 12, p. 10	Haut : BIOCAP estime à 2 EJ/an d'énergie de biomasse disponible.
Énergie des vagues	Réf. 11	Réf. 11	Réf. 11	
Énergie marémotrice	Réf. 1	Réf. 11	Réf. 3	PP indique : « Avec un facteur de capacité de 30 %, 1 TW d'énergie marémotrice pourrait fournir cinq fois l'électricité consommée au Canada en une année (environ 600 TWh). »
Énergie géothermique	Réf. 5		Réf. 5	

Hypothèses et commentaires pour l'évaluation du potentiel pratique

TER reliées au réseau électrique	Source pour				Commentaires
	2010 – Bas	2010 – Haut	2020 – Bas	2020 – Haut	
Énergie éolienne	Réf. 3, pp. 113-121	Réf. 4	Réf. 3	Réf. 20	<p>ACÉÉ : «... [Traduction] il est clair que l'électricité transmise par le réseau électrique principal peut faire face à une pénétration d'au moins 20 % par des sources intermittentes d'énergie renouvelable à un coût raisonnable (environ 45 000 MW d'énergie éolienne). Le Canada possède les ressources en énergie éolienne pour y arriver. Toutefois, il doit encore évaluer si cette alternative est « pratique » sur le plan de la transmission. »</p> <p>L'énergie éolienne exploitée au large des côtes n'est pas comprise parce qu'il n'existe, à l'heure actuelle, aucune évaluation provenant de sources indépendantes. La meilleure estimation disponible est 2 500 MW d'électricité produite à partir d'énergie éolienne au large des côtes économiquement faisable, et qui correspond à 500 MW sur chaque côte et à 1 500 MW sur les Grands Lacs; Source : O'Gorman, Steve; Réponse de Canadian Hydro Developers à des extraits tirés du document émanant de Pollution Probe, Green Power Workshop Backgrounder, pour l'atelier de février, 2004.</p>
Hydro	Réf. 18	Réf. 13	Réf. 18		<p>La référence 18 indique :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Faisable d'ici à 2010 : 5 600 MW (= 40 % du total; y compris des projets déjà en cours) • Faisable d'ici à 2020 : 9 800 MW (= 70 % du total)
PV solaire	Réf. 22	Réf. 21	Réf. 3, pp. 113-121	Réf. 22	<p>CanSIA indique : « L'énergie solaire PV est probablement allée au bout de ses possibilités en termes d'augmentations substantielles de sa mise en œuvre dans des marchés qui ne sont pas reliés au réseau électrique principal au Canada. Les marchés des pays étrangers industrialisés sont maintenant reliés au réseau électrique principal à 90 % et non reliés à 10 % – nous nous attendons à ce que le Canada suive les tendances internationales. Comme les dispositifs PV sont installés sur le toit des édifices, le critère lié à la distance par rapport aux lignes de transmission n'est pas pertinent – les limites tiennent à la surface des édifices qui sont adéquatement exposées à l'énergie solaire [...] et ne devrait pas être un facteur de contrainte. La CanSIA estime que l'industrie peut soutenir de 35 à 40 % de croissance annuelle sans imposer de contrainte sur son infrastructure. »</p>

TER reliées au réseau électrique	Source pour				Commentaires
	2010 – Bas	2010 – Haut	2020 – Bas	2020 – Haut	
Gaz d'enfouis- sement	Réf. 3, pp. 113-121		Réf. 3, pp. 113-121		Environnement Canada est d'accord avec les chiffres du document PP 2002 comme étant de deux à trois plus élevés que la capacité installée d'aujourd'hui.
Biomasse	Réf. 23	Réf. 23		Réf. 3, pp. 113-121	<p>Une grande partie de l'énergie de biomasse provient des déchets de procédés industriel et la plupart des études techniques ne font pas bien la différence entre l'énergie biomasse qui est reliée au réseau électrique principale et celle qui ne l'est pas (utilisation sur place venant d'autres procédés industriels). Les niveaux maximums supposent une utilisation intensive de la biomasse résiduelle provenant de l'agriculture et d'autres industries, même si, certains secteurs, en particulier l'agriculture, doivent recycler la biomasse en la déversant dans le sol pour préserver les éléments nutritifs de celui-ci, en vue de récoltes futures.</p> <p>PP a clarifié plus loin qu'il serait possible d'atteindre entre 1 500 et 2 000 MW d'ici à 2010. C'est cette estimation élevée qui a été utilisée au lieu de l'évaluation basse de 6 000 MW.</p>
Énergie des vagues	Réf. 23	Réf. 23	Réf. 23		PP a indiqué que cette forme d'énergie en était encore au stade de l'expérimentation et aucune installation commerciale n'est prévue avant 2020 au minimum, de sorte qu'un projet pilote constitue tout ce à quoi on peut s'attendre avant cela.
Énergie marémo- trice	Réf. 23	Réf. 23	Réf. 23	Réf. 23	PP a indiqué qu'un projet pilote pourrait voir le jour d'ici à 2010, augmentant ensuite de peut-être 50 MW ou plus d'ici à 2020.
Énergie géothermi- que	Réf. 19	Réf. 3, pp. 113-121		Réf. 3, pp. 113-121	Seule la C.-B. possède un potentiel suffisant d'énergie géothermique susceptible de contribuer à la production d'électricité. Nous n'avons trouvé que deux entreprises qui envisageaient ce type de production : Western Geopower et North Pacific Geopower. Les deux sociétés ont reconnu un potentiel limité, qui pourrait être maîtrisé grâce aux techniques qui seront disponibles dans un avenir rapproché.