Document de travail interne – Version finale

Les initiatives nord-américaines et internationales de quantification des réductions d'émissions imputables aux sources d'électricité renouvelables

Aperçu des faits récents pertinents pour le Groupe de travail de la CCE

Document établi par

310, East Esplanade
North Vancouver (Colombie-Britannique)
V7L 1A4
Tél. : (604) 986-0233

pour la

Commission de coopération environnementale

Auteur : Martin Tampier, M.Eng.
<martin.tampier@telus.net>

Le 29 novembre 2004

Table des matières

Sigles et acronymes **3**

Contexte **5**

Constatations **7**

Analyse et recommandations **12**

Références **21**

Annexe 1 : Brève description des initiatives pertinentes **22**

Initiatives internationales 22

Organisation des Nations Unies *22*

Mécanisme pour un développement propre (Protocole de Kyoto) 22

ONUDI 25

CNUCED 26

Autres initiatives internationales *27*

Projet PROBASE 27

Global Reporting Initiative 30

Normes de déclaration des GES du *World Resources Institute* 31

Norme ISO 36

Norme P1595 sur les GES de l'*Institute of Electrical and Electronics Engineers* 37

OCDE et AIE 38

Initiatives nationales 41

États-Unis *41*

SO_2 et NO_x 41

Méthodologie du *National Renewable Energy Laboratory* relative aux NO_x 42

Regional Greenhouse Gas Initiative 43

Chicago Climate Exchange 44

Modèle MAGPWR du *Lawrence Berkeley National Laboratory* 44

Modèle MBase du *Lawrence Berkeley National Laboratory* 46

Oregon Climate Trust/EPA 48

Groupes d'échange d'énergie 49

Modèle Energy 2020 51

Canada *52*

Système canadien de compensation 52

Protocole TEAM de déclaration des GES dans le cadre des SAGES 53

PPEREA 54

Système ontarien d'échange de droits d'émission de NO_x et de SO_2 56

Achat d'électricité verte par le gouvernement fédéral 57

Autres initiatives canadiennes 59

Annexe 2 Comparaison des méthodologies de calcul **60**

Annexe 3 Quelques réflexions et plan de travail suggéré 62

Annexe 4 Regard critique sur la marge récemment construite 67

Sigles et acronymes

AC	Application conjointe (mécanisme établi en vertu du Protocole de Kyoto)
AIE	Agence internationale de l'énergie
CCE	Commission de coopération environnementale
CCNUCC	Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques
CNUCED	Conférence des Nations Unies sur le commerce et le développement
EGRID	*Emissions and Generation Resources Integrated Database* (Base de données intégrée sur les émissions et les sources de production, États-Unis)
EPA	*Environmental Protection Agency* (Agence de protection de l'environnement, États-Unis)
GES	Gaz à effet de serre
GRI	*Global Reporting Initiative* (Initiative mondiale pour la reddition de comptes sur le développement durable)
IEEE	*Institute of Electrical and Electronics Engineers* (Institut des ingénieurs en électricité et en électronique, États-Unis)
IPM	*Integrated Planning Model* (Modèle de planification intégrée)
ISO	Organisation internationale de normalisation
LBNL	*Lawrence Berkeley National Laboratory* (Laboratoire national Lawrence à Berkeley, États-Unis)
MAGPWR	Modèle *Marginal Avoided GHG, Power* (Émissions évitées de gaz à effet de serre, production d'électricité)
MDP	Mécanisme pour un développement propre (établi en vertu du Protocole de Kyoto)
MWh	Mégawatt-heure

NERC *North American Electric Reliability Council* (Conseil nord-américain de la fiabilité du service d'électricité)

NREL *National Renewable Energy Laboratory* (Laboratoire national des énergies renouvelables, États-Unis)

OCDE Organisation de coopération et de développement économiques

ONUDI Organisation des Nations Unies pour le développement industriel

PEREG Projet pilote d'échange de réductions d'émissions de gaz à effet de serre (Canada)

PPEREA Projet pilote d'élimination et de réduction des émissions et d'apprentissage (Canada)

RGGI *Regional Greenhouse Gas Initiative* (Initiative régionale de lutte contre les gaz à effet de serre, États-Unis)

WBCSD *World Business Council on Sustainable Development* (Conseil mondial des entreprises pour le développement durable)

WRI *World Resources Institute* (Institut des ressources mondiales)

Contexte

Le Groupe de travail de la Commission de coopération environnementale (CCE) sur la quantification des avantages environnementaux de la production d'énergie renouvelable s'est réuni à Washington (D.C.) à la fin de septembre 2004. Depuis sa réunion précédente, en juillet 2003, de nombreuses initiatives avaient été amorcées ou étaient devenues pertinentes par rapport aux activités du Groupe de travail. Le présent document donne un aperçu de ces initiatives et en décrit les incidences possibles sur la démarche du Groupe de travail, en prévision de l'atelier qui aura lieu en novembre 2004.

Avant l'atelier de 2003, un premier document de référence avait été établi par Synapse Energy Economics Inc., le Centre Hélios et le groupe *Energy Matters*. On y décrivait trois grandes méthodologies qui permettent de quantifier les réductions d'émissions imputables à l'intégration au réseau électrique de centrales fonctionnant à partir de sources renouvelables :

1. **La moyenne du réseau**. Selon cette méthode, on utilise comme niveau de référence les émissions moyennes par MWh de l'ensemble d'un réseau national ou régional pour calculer les réductions d'émissions occasionnées par les sources renouvelables.
2. **La marge opérationnelle** (*operational margin*). Dans ce cas, le calcul est basé sur les émissions de l'unité de production marginale, dont l'électricité est remplacée par celle produite par une source renouvelable. Cette unité de production marginale est la dernière centrale qui vient se joindre au réseau aux moments où la demande d'électricité s'accroît. Des centrales différentes peuvent être marginales à diverses heures de la journée ou époques de l'année. Cette méthode nécessite une modélisation plus complexe, car il faut déterminer quelle installation est marginale à quel moment (en général, l'unité marginale est la centrale la plus coûteuse à laquelle on doit faire appel pour répondre à la demande). Lors de l'atelier de 2003, on a signalé que les renseignements de cette nature ne sont pas toujours disponibles; par exemple, en Alberta (Canada), l'information sur les périodes où les unités de production sont en activité n'est pas publique.
3. **La marge récemment construite** (*build margin*). Selon cette méthode, on calcule les réductions d'émissions imputables aux sources renouvelables d'après les émissions que ces sources permettront d'éviter en venant se substituer à des centrales dont la construction est prévue. Souvent, les centrales ainsi remplacées sont des installations fonctionnant au gaz naturel, mais elles peuvent aussi représenter une combinaison de sources de production, par exemple des centrales au charbon, des centrales nucléaires et des grands projets hydroélectriques.

Dans ce premier document de référence, on analysait également plusieurs initiatives et programmes nationaux et l'on décrivait les méthodologies appliquées pour quantifier les

réductions d'émissions imputables à l'intégration de sources renouvelables au réseau électrique. On y constatait que les approches adoptées sont multiples. La plupart des méthodologies canadiennes sont basées sur les émissions moyennes du réseau; au Mexique, on préfère la moyenne des émissions des sources thermiques (c'est-à-dire uniquement les émissions des centrales à combustibles fossiles), tandis que les États-Unis privilégient l'approche de la répartition marginale, basée sur des modèles de répartition. On y recommandait l'application de la méthode de la répartition marginale comme étant la plus appropriée pour la quantification des réductions d'émissions associées aux sources renouvelables.

Le présent document poursuit l'analyse des constatations faites dans ce premier document de référence et les situe dans un contexte international, tout en mettant à jour l'information fournie sur les initiatives nationales. Nous y examinons les initiatives en cours qui ont des liens avec les activités du Groupe de travail de la CCE et nous formulons des recommandations sur les travaux futurs d'élaboration d'une méthodologie de quantification commune pour l'Amérique du Nord. Nos recommandations se fondent sur une comparaison et une évaluation des tendances actuelles, de même que sur des renseignements obtenus lors d'entrevues téléphoniques avec une douzaine d'experts internationaux de premier plan dans le domaine des méthodologies.

Constatations

On mène actuellement de nombreuses activités qui ont pour but de quantifier les avantages associés à l'intégration au réseau électrique de centrales fonctionnant à partir de sources renouvelables. Dans la quasi-totalité des cas, les approches adoptées sont légèrement différentes d'un projet à l'autre et l'on n'y observe pour l'instant aucune convergence. Les programmes les plus pertinents par rapport aux activités du Groupe de travail de la CCE sont les suivants :

1. Les méthodologies unifiées mises au point par le Groupe des méthodologies du Mécanisme pour un développement propre (MDP). Le Mexique est un pays hôte pour le MDP et le Canada est un pays acquéreur de projets relevant du MDP. L'adoption de méthodologies compatibles avec celles du MDP est donc souhaitable pour les deux pays.
2. Les normes de déclaration des GES élaborées par le *World Resources Institute* (WRI, Institut des ressources mondiales) et le *World Business Council on Sustainable Development* (WBCSD, Conseil mondial des entreprises pour le développement durable). La norme de déclaration du WRI et du WBCSD destinée à l'entreprise a été officiellement adoptée par le Mexique en août 2004 et doit servir de base à l'établissement d'une norme par l'Organisation internationale de normalisation (ISO). Une norme de quantification par projet, plus pertinente dans le contexte des travaux de la CCE, est encore en voie d'élaboration; cependant, elle pourrait également être transformée en norme par l'*Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE, Institut des ingénieurs en électricité et en électronique des États-Unis).
3. Le système canadien de compensation des GES. Certaines indications laissent penser que les sources d'énergie renouvelable pourraient être incluses dans le système de crédits compensatoires mis sur pied par le Canada en application du Protocole de Kyoto. Ainsi, la méthodologie de quantification adoptée aurait d'importantes répercussions sur les projets canadiens.

4. Les travaux menés par le *National Renewable Energy Laboratory* (NREL, Laboratoire national des énergies renouvelables) pour l'*Environmental Protection Agency* (EPA, Agence de protection de l'environnement des États-Unis) en vue de mettre au point une méthodologie de quantification des émissions de NO_x dans le cadre du plan de mise en œuvre, à l'échelon étatique, des exigences nationales concernant les NO_x. Cette méthodologie pourrait ultérieurement être appliquée à d'autres types d'émissions.

Une ébauche de norme ISO sur les GES est uniquement de nature procédurale et n'a aucune portée sur les travaux de la CCE. Plusieurs autres approches et modèles existent au Canada, au Mexique et aux États-Unis et il conviendrait de les prendre en considération. Deux approches américaines, respectivement mises au point par le *Tellus Institute* et le *Lawrence Berkeley National Laboratory* (LBNL, Laboratoire national Lawrence à Berkeley), ont été partiellement utilisées dans le cadre des processus du

MDP et du WRI. Toutes les initiatives pertinentes recensées depuis l'achèvement, en 2003, du document de référence précédent sont décrites à l'annexe 1.

On observe un important mouvement en faveur d'une normalisation accrue des niveaux de référence, par opposition à l'évaluation des réductions d'émissions projet par projet. Plusieurs initiatives font une distinction entre la comptabilisation des émissions à l'échelle des entreprises et à l'échelle des projets. Habituellement, la comptabilisation à l'échelle des entreprises fait appel à des méthodologies moins complexes telles que le calcul d'un coefficient d'émission moyen pour l'ensemble du réseau national, à partir des données officielles publiées par l'Agence internationale de l'énergie (AIE), par exemple. Cela s'appliquerait tant aux projets d'efficacité énergétique qu'à la production sur place d'énergie renouvelable. Des méthodes de quantification plus complexes sont recommandées pour la compensation des émissions projet par projet. On constate également une tendance en faveur de l'application de méthodologies moins complexes pour les petits projets (15 MW ou moins) que pour les projets de grande ampleur. Généralement, on n'adopte pas une approche basée sur le cycle de vie pour la quantification des émissions et les niveaux de référence correspondent simplement aux émissions sur place occasionnées par l'utilisation des combustibles fossiles, c'est-à-dire par la production d'électricité proprement dite. Ainsi, les émissions associées à une centrale à base d'énergie renouvelable qui ne sont pas directement causées par la production d'électricité (p. ex., celles imputables à la fabrication des générateurs éoliens ou au transport de la biomasse) n'entreraient pas dans le calcul des réductions d'émissions.

On constate aussi une tendance claire à délaisser les méthodologies simplistes, par exemple la moyenne du réseau, et à utiliser la marge opérationnelle, la marge récemment construite ou une combinaison des deux (marge combinée). Cependant, les méthodes de calcul de ces marges varient considérablement. On propose une gamme diversifiée d'options, depuis les moyennes marginales et les coefficients d'émission liés à des technologies de substitution jusqu'aux modèles complexes qui prennent en compte les plans énergétiques régionaux et les prévisions relatives au prix des combustibles fossiles. Les modèles très complexes font l'objet de critiques parce qu'ils sont très coûteux à appliquer, ils requièrent un volume important de données et ils sont moins transparents. Dans certaines situations, on considère que les modèles plus simples produisent des résultats irréalistes. Certaines méthodologies représentent donc un compromis entre les approches très simples et la modélisation complexe. Voici les principales méthodologies existantes :

1. coefficient d'émission fixe correspondant à une technologie de substitution (p. ex., centrale au gaz naturel à cycle combiné) et appliqué à tous les projets;
2. moyenne du réseau (national, régional ou local);
3. moyenne pour les combustibles fossiles (émissions des centrales à combustibles fossiles seulement);
4. moyenne marginale pondérée (émissions des unités de production marginales seulement);

5. marge opérationnelle (calculée à partir de la courbe de charge annuelle, mensuelle, quotidienne ou horaire);
6. modèles de répartition (basés sur le prix de production respectif des centrales);
7. modèles complexes (basés sur les prévisions relatives au prix, la planification énergétique et la planification du réseau de transport);
8. marge récemment construite (émissions des centrales mises en service au cours des cinq dernières années ou de la proportion de 20 % des centrales les plus efficaces parmi les plus récentes);
9. marge récemment construite (émissions des centrales planifiées);
10. marge combinée (combinaison de la marge opérationnelle et de la marge récemment construite).

Toute méthodologie ne peut produire qu'une estimation approximative du volume d'émissions évité grâce à l'intégration au réseau d'une source d'électricité renouvelable. Il est impossible d'attribuer entièrement à une unité précise de production d'énergie renouvelable la réduction des émissions engendrée par une baisse de production des centrales à combustibles fossiles. Des facteurs tels que l'évolution des conditions météorologiques et des tendances de la consommation, les importations et exportations d'électricité et les problèmes posés par la disponibilité des données empêchent de déterminer précisément le volume des émissions évitées grâce à l'ajout au réseau d'une source d'énergie renouvelable. Toute méthodologie représente donc une solution de compromis et la validité des coefficients d'émission calculés dépend uniquement de l'approbation et de la sanction de l'administrateur du programme, des organismes et de ceux qui appliquent la méthodologie. Toutefois, on estime que certaines méthodologies permettent d'obtenir une image plus fidèle que d'autres des émissions qui sont réellement évitées. Ainsi, le choix d'une méthodologie devient une question d'équilibre entre la transparence du modèle, les coûts et les intérêts externes, plutôt que d'obtention de résultats d'une précision scientifique maximale.

Idéalement, la même méthodologie de quantification des réductions devrait être appliquée dans toutes les sphères d'activité de la comptabilisation des émissions, y compris la comptabilité d'entreprise, les inventaires nationaux des émissions et les programmes d'échange de droits d'émission. Les experts croient que les différentes méthodologies finiront par converger, mais bon nombre d'entre eux ne sont pas très préoccupés par le fait que l'on applique actuellement des méthodes différentes dans les divers champs d'activité.

Le tableau 1 présente sous forme sommaire les initiatives recensées dans le document de référence de 2003 et dans le présent rapport.

Tableau 1 Initiatives nord-américaines et internationales et méthodologies de quantification (comprenant des exemples tirés du document de référence de 2003)

Initiative	Méthodologie	Pertinence pour la CCE	Commentaires
Canada			
Projet pilote d'échange de réductions d'émissions de gaz à effet de serre (PEREG)	Non précisée	o	Accepte diverses méthodologies
Projet pilote d'élimination et de réduction des émissions et d'apprentissage (PPEREA)	Répartition marginale	o	Utilise le modèle IPM de la firme ICF
Encouragement à la production d'énergie éolienne	1,15 t CO_2/MWh	-	Méthodologie exacte inconnue
Pembina Institute	Moyenne du réseau	-	A aussi utilisé la marge récemment construite en Colombie-Britannique
Certificats écologiques de BC Hydro	Technologie de substitution	-	360 kg CO_2/MWh
Système canadien de compensation	Technologie de substitution (suggérée)	++	Gaz naturel à cycle combiné
Système d'échange de droits d'émission de l'Ontario	Coefficients d'émission pour les NO_x et le SO_2	+	Variation saisonnière et semi-quotidienne des émissions des centrales au charbon marginales
Programme fédéral Approvisionnement en énergie écologique	Moyenne semi-quotidienne ou annuelle	+	Utilise aussi la moyenne du réseau pour l'Alberta, où des données horaires ne sont pas disponibles
Mexique			
Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (Commission nationale de l'efficacité énergétique)	Moyenne du réseau	-	Utilisée pour l'efficacité énergétique
Estimations du *Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica* (Fonds de soutien des économies d'énergie électrique)	Moyenne du réseau	-	
Asociación de Técnicos y Profesionistas en Aplicación Energética (Association des techniciens et professionnels en applications énergétiques)	Moyenne des émissions des sources thermiques/ marge récemment construite	o	Analogue à la méthodologie actuelle du Mécanisme pour un développement propre
États-Unis			
Ozone Transport Commission (Commission du transport de l'ozone)	Modélisation de la répartition	o	
ISO New England (Exploitant indépendant du réseau électrique de la Nouvelle-Angleterre)	Modélisation de la répartition	o	Modèles analogues utilisés dans d'autres groupes d'échange d'énergie (*power pools*)

Modèle IPM de la firme ICF (EPA)	Modélisation de la répartition	+	Aussi utilisé au Canada et au Mexique
Échange de droits d'émission de SO_2 et NO_x	Coefficient d'émission fixe	-	Désuet
Travaux du *National Renewable Energy Laboratory* sur les NO_x	Moyenne du réseau ou modèle de répartition	+	La méthodologie pourrait éventuellement être aussi appliquée au CO_2
Regional Greenhouse Gas Initiative (Initiative régionale de lutte contre les gaz à effet de serre)	En voie d'élaboration	++	Pourrait adopter le modèle de la firme ICF
Modèle MAGPWR (*Lawrence Berkeley National Laboratory*)	Modèle de répartition	+	
Modèle MBase (*Lawrence Berkeley National Laboratory*)	Marge opérationnelle ou marge récemment construite	+	A influencé les travaux du *World Resources Institute*
Oregon Climate Trust (Fonds pour la protection du climat de l'Oregon)	Marge opérationnelle (coefficients fixes)	+	Les coefficients d'émission régionaux sont un modèle à suivre pour la CCE
Modèle Energy 2020	Modèle de répartition	++	Aussi utilisé par le Canada
Initiatives internationales			
Mécanisme pour un développement propre (Protocole de Kyoto)	Marge combinée	++	Combinaison des marges opérationnelle et récemment construite
Organisation de coopération et de développement économiques/Agence internationale de l'énergie	Marge combinée	++	Méthode adoptée par le Groupe des méthodologies du Mécanisme pour un développement propre
Organisation des Nations Unies pour le développement industriel	Moyenne du réseau	-	Pour les projets relevant du Mécanisme pour un développement propre et de l'Application conjointe
Conférence des Nations Unies sur le commerce et le développement	Moyenne du réseau	-	Utilise les coefficients de l'Agence internationale de l'énergie pour les pays comme indicateurs d'écoefficacité; se prépare à adopter une méthodologie plus complexe
Modèle PROBASE	Modèle de répartition	+	Modélise l'ensemble du réseau électrique
Norme du *World Resources Institute* pour la quantification par projet (ébauche uniquement)	Marges opérationnelle, récemment construite ou combinée	++	Fournit trois options, dont l'une est semblable à la méthodologie du Mécanisme pour un développement propre
Norme ISO	S/O	-	Ne définit pas de méthodologie
Norme de l'*Institute of Electrical and Electronics Engineers* sur les GES	En voie d'élaboration	++	Liée aux travaux du *World Resources Institute*

- : non pertinente; o : peu pertinente; + : assez pertinente; ++ : très pertinente.

Analyse et recommandations

Étant donné le grand nombre de travaux qui ont déjà été menés aux échelons national et international, la CCE ne devrait pas chercher à reproduire ces travaux, mais devrait plutôt en tirer parti et adopter simplement l'une des méthodologies existantes, en y apportant peut-être de légères modifications pour tenir compte du contexte nord-américain. La méthodologie choisie devrait satisfaire aux exigences de base suivantes :

1. Elle devrait permettre le calcul de coefficients d'émission régionaux que la CCE pourrait afficher sur son site Web, ce qui réduirait les coûts de transaction. À titre de solution de rechange, la CCE pourrait intégrer à son site Web un outil de modélisation dont les intéressés pourraient se servir moyennant des droits d'utilisation.
2. Elle devrait être compatible avec les initiatives considérées comme les plus pertinentes dans le contexte nord-américain (voir plus haut).
3. Elle devrait être applicable dans les contextes suivants : l'échange de droits d'émission, la quantification des réductions d'émissions imputables aux programmes gouvernementaux et les assertions sur la qualité écologique de produits fabriqués au moyen d'électricité renouvelable ou de certificats d'énergie renouvelable. Elle devrait aussi pouvoir être fusionnée avec une méthode nationale de comptabilisation des GES.
4. Elle devrait permettre de prendre en compte les répercussions financières de l'échange de droits d'émission, par exemple dans le cadre des systèmes d'échange relatifs aux quatre polluants typiques, car ce facteur pourrait influer sur la répartition future des centrales. Le prix combiné des allocations d'émissions peut atteindre 45 $US par MWh.

Conclusion : Le Groupe de travail de la CCE devrait envisager d'adopter ou d'adapter une méthodologie existante au lieu d'élaborer sa propre méthodologie.

Le Groupe de travail de la CCE devra examiner diverses options en matière de conception afin de pouvoir choisir la méthodologie la plus appropriée :

Choix de la méthodologie de base : La CCE pourrait choisir un coefficient d'émission simple applicable à tous les projets, basé par exemple sur les émissions d'une centrale au gaz naturel à cycle combiné de technologie récente. Cette approche serait la plus simple et la moins coûteuse sur le plan de la mise en œuvre. Un coefficient de ce genre est suggéré dans le cadre du système canadien de compensation, même si, au moment de la rédaction du présent rapport, cette question continuait de faire l'objet de discussions. L'utilisation de la moyenne du réseau ou de la moyenne de toutes les émissions des sources thermiques, comme on l'a suggéré dans le cas du Mexique, représente une autre option simple. Toutefois, ces approches ne semblent pas être appropriées pour les raisons suivantes :

1. Les approches simplistes ne bénéficient d'aucun appui aux États-Unis.

2. Dans le cadre des initiatives internationales pertinentes telles que le MDP ou le processus du WRI, on est en faveur de l'adoption d'approches simples uniquement dans le cas des petits projets.
3. L'application de méthodes de quantification très simples engendre des problèmes de compatibilité avec les inventaires et projections des émissions à l'échelon national. Lorsque l'énergie renouvelable aura acquis une part plus importante du marché, les réductions d'émissions calculées à l'aide de méthodes simples pourraient ne pas être un reflet suffisamment fidèle de la réalité et cela pourrait donner lieu à des écarts entre les compensations accordées et les émissions réellement évitées.

Le *Tellus Institute* a appliqué diverses méthodes de calcul des réductions d'émissions dans des régions choisies d'Amérique du Nord afin d'évaluer les différences entre les résultats obtenus à l'aide de chaque méthode. Le résultat produit par la méthode de la moyenne du réseau, à l'exclusion des installations à faible coût et à marche prioritaire (0,80 g CO_2/kWh), était presque identique à celui de l'analyse de la répartition pour le réseau national (0,81 g CO_2/kWh). En revanche, dans l'un des réseaux infranationaux (État de Baja California Nord), le résultat de la méthode de la répartition était de 70 % supérieur : 1,7 contre 1,0 g CO_2/kWh (Tellus, 2004). Le LBNL a comparé les résultats de l'application de plusieurs modèles de calcul en Californie (LBNL, 2002). Ses travaux ont confirmé que les coefficients d'émission moyens ne sont pas un reflet fidèle réductions réelles des émissions. De plus, les changements saisonniers dans la combinaison de sources étaient importants et le LBNL recommande que l'on tienne compte des variations de l'intensité des émissions au cours de l'année. Le LBNL a utilisé le modèle Elfin, mis au point pour la Californie au cours des années 1980, de même qu'un tableur basé sur la courbe de charge, dont les algorithmes de calcul étaient un peu plus simples que ceux du modèle Elfin. Les deux modèles ont produit des coefficients très semblables pour les émissions marginales. Ensuite, le NREL a employé trois méthodologies pour calculer les réductions d'émissions attribuables à des projets d'efficacité énergétique. Le NREL recommande d'utiliser les modèles de répartition pour les projets à grande échelle, alors que l'on pourrait se servir de la moyenne de la sous-région du *North American Electric Reliability Council* (NERC, Conseil nord-américain de la fiabilité du service d'électricité) pour les petits projets (voir la section de l'annexe 1 portant sur la méthodologie du NREL).

Conclusion : Il faut adopter une méthodologie plus complexe que la moyenne du réseau; cette méthodologie devrait se fonder sur les modèles du MDP et du WRI ou sur des modèles de répartition.

Niveau d'agrégation géographique : En général, l'étendue régionale de l'ensemble de données qui sert à calculer les réductions d'émissions n'est pas prédéterminée dans les méthodologies existantes. La CCE doit donc déterminer le niveau d'agrégation géographique à adopter. Le tableau 2 présente certaines options à cet égard.

Tableau 2 Options pour la détermination du niveau d'agrégation géographique (Tellus, 2001, p. 44)

Niveau d'agrégation	**Avantages**
Groupe d'échange d'énergie (*power pool*)	Les méthodes peuvent refléter le fonctionnement réel du réseau et du marché.
Région du NERC	Les résultats obtenus peuvent être très précis, particulièrement lorsque les contraintes de transport sont limitées.
Niveau provincial/ étatique	Il est plus facile pour les promoteurs de déterminer à quelle région ils appartiennent.
Niveau national	Option la plus pertinente pour les pays entièrement interconnectés et plus petits.
Niveau multinational	Pour les régions fortement interconnectées (p. ex., *Southern Africa Power Pool*).

En raison des importantes différences régionales dans chacun des trois pays nord-américains, il est impossible d'utiliser le niveau d'agrégation national. Même si les réseaux régionaux sont tous interconnectés, on pourrait tenir compte des exportations et importations entre eux lors du calcul des réductions d'émissions, et nous recommandons les niveaux d'agrégation suivants, de sorte qu'il soit possible à la fois de réduire au minimum le facteur de l'interconnectivité avec les réseaux voisins et d'obtenir des résultats représentatifs de la combinaison de sources propre à chaque sous-réseau :

- Le niveau provincial semble être le plus approprié au Canada, exception faite des réseaux isolés, étant donné que les provinces possèdent leur propre réseau et qu'il existe des différences notables d'une province à l'autre. On devrait étudier les avantages possibles du regroupement des petites provinces de l'Atlantique en une seule région.
- Actuellement, le Mexique compte quatre régions semi-autonomes d'exploitation des centrales et du réseau. Surtout à cause de l'interconnectivité limitée entre elles, ces régions (Baja California Sud, Baja California Nord, région Nord-Ouest, reste du pays) semblent représenter le niveau d'agrégation le plus approprié.
- Il existe aux États-Unis plusieurs niveaux d'intégration du réseau électrique : les régions du NERC (régions administratives), les groupes d'échange d'énergie (*power pools*) et les sous-régions de l'*Emissions and Generation Resources Integrated Database* (EGRID, Base de données intégrée sur les centrales électriques et leurs émissions). Les 27 sous-régions de l'EGRID semblent représenter le niveau d'agrégation le plus approprié pour les besoins de la CCE, car elles assurent un équilibre entre la prise en compte des différences locales et la relative indépendance des réseaux régionaux.

Dans les cas où il existe d'importants échanges commerciaux entre des régions (p. ex., une ligne de transport d'électricité réservée reliant le Manitoba à l'Ontario, comme on l'envisage actuellement), l'électricité produite pour être vendue à l'autre réseau devrait être exclue de la production de la province d'origine et incluse dans la combinaison de sources de la province de destination. Dans le cas de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, cela signifierait que la Colombie-Britannique aurait à assumer une pénalité au chapitre des émissions pour l'importation d'électricité peu coûteuse produite par des centrales au charbon albertaines durant les heures creuses. Le fort volume d'exportations d'hydroélectricité du Québec vers l'État de New York serait traité comme

de l'électricité produite aux États-Unis. De la même manière, il faudrait traiter l'électricité importée et exportée entre le Mexique et les États-Unis comme si elle avait été produite dans le pays importateur. Cette attribution des importations à la région importatrice est conforme à la méthodologie unifiée proposée pour les projets d'énergie renouvelable à émissions nulles dans le cadre du MDP.

Conclusion : Les réductions d'émissions devraient être calculées au niveau d'agrégation des réseaux régionaux. Les émissions occasionnées par l'électricité importée devraient être attribuées à la région importatrice.

Marge récemment construite ou marge opérationnelle : Une nouvelle installation de production d'énergie renouvelable aura des effets immédiats sur la production d'électricité en remplaçant d'autres sources, lesquelles deviendront marginales. Elle aura aussi des effets sur les projets futurs de construction ou de remplacement de centrales. Dans certaines approches telles que les méthodologies unifiées du MDP, on tente de tenir compte de ces deux types d'effets en adoptant une marge combinée, où la production évitée est répartie par défaut dans une proportion 50 %–50 % entre la marge récemment construite et la marge opérationnelle. Selon l'approche adoptée par le WRI et le LBNL (version préliminaire d'essai maintenant désuète), les centrales à production intermittente remplacent d'autres sources uniquement dans la marge opérationnelle, tandis que les centrales à production régulière (p. ex., biomasse et énergie géothermique) supplantent seulement d'autres sources dans la marge récemment construite. Or, l'hypothèse selon laquelle les centrales intermittentes n'auraient aucun effet sur la marge récemment construite est erronée. Par exemple, les centrales éoliennes ne nécessitent un appoint d'autres sources que pour environ 30 % de leur production annuelle, car la combinaison de nombreux générateurs éoliens sur un vaste territoire accroît la fiabilité de cette source intermittente. Il serait possible d'intégrer ce facteur dans la méthodologie du MDP en modifiant la pondération entre la marge récemment construite et la marge opérationnelle (en adoptant, par exemple, une proportion 35 %–65 %). Par ailleurs, il serait aussi possible d'incorporer la marge récemment construite dans la marge opérationnelle si l'on extrapolait cette dernière sur plusieurs années (voir l'annexe 4 pour certaines considérations sur la marge récemment construite). Le calcul de la marge opérationnelle sur une période d'au moins dix ans engloberait les effets sur la marge récemment construite si l'on prenait en compte l'évolution de la combinaison de sources au cours de la période. Il faudrait que cette extrapolation de la marge opérationnelle soit basée sur un scénario de maintien du statu quo incluant uniquement les ajouts prévus de projets d'énergie renouvelable tels que ceux requis par des normes relatives au portefeuille d'énergie renouvelable. Dans les cas où il faudrait examiner les réductions d'émissions imputables aux projets requis par de telles normes, on pourrait utiliser la même marge opérationnelle, mais ces réductions ne seraient pas considérées comme additionnelles dans le contexte du Protocole de Kyoto.

Changements différentiels dans les effets de la « centrale suivante » : Une petite centrale fonctionnant à partir d'énergie renouvelable peut ne pas avoir à elle seule des répercussions importantes sur la marge opérationnelle et la marge récemment

construite. Cependant, l'aménagement d'un grand nombre de centrales de ce genre, sur une période de plusieurs années, aura des effets tant sur la combinaison de sources alimentant le réseau que sur les types de nouvelles centrales qui pourront être construites et qui pourront conclure des accords d'achat d'électricité. Ainsi, une centrale intégrée au réseau aujourd'hui pourrait avoir des effets différents de ceux d'une centrale entrant en exploitation dans deux ans, après que plusieurs autres installations de production d'énergie renouvelable auront été mises en service. Par exemple, il se peut que la capacité des centrales à base d'énergie renouvelable doive atteindre un certain niveau critique pour que la construction d'une nouvelle centrale au gaz naturel soit évitée. Les seules façons de prendre ces changements différentiels en compte consisteraient à intégrer au modèle une base de données sur les projets, ou à mettre le modèle à jour régulièrement et fréquemment (par exemple, une fois par année) pour y incorporer les modifications survenues dans la combinaison de sources.

Conclusion : Les centrales fonctionnant à partir d'énergie renouvelable n'auront pas toutes un effet égal de remplacement des autres sources. Cet effet changera en fonction du nombre de centrales à base d'énergie renouvelable intégrées au réseau. Le modèle choisi par le Groupe de travail devrait prendre ces changements en compte, ce qui pourrait peut-être simplement se faire sous la forme d'une mise à jour annuelle.

Différences d'une technologie à l'autre : Les technologies de production intermittente d'énergie renouvelable n'ont pas toutes le même profil de production. Par exemple, une centrale solaire produit seulement de l'électricité pendant le jour, tandis que la production d'une centrale marémotrice varie en fonction des phases de la Lune. L'énergie éolienne et l'énergie des vagues ne peuvent être captées que lorsqu'il y a du vent. Dans bien des cas, ces profils différents entraîneront le remplacement de volumes différents d'électricité en provenance des sources marginales. En Californie, par exemple, la consommation d'électricité atteint un sommet durant les chauds après-midi d'été. Ce sont les moments où l'énergie éolienne est la moins productive, parce qu'il y a alors généralement peu de vent, et où l'énergie solaire atteint son maximum et entraîne donc un remplacement maximal d'électricité dans la marge opérationnelle. Ces réductions d'émissions accrues attribuables à l'énergie solaire devraient être prises en compte dans les méthodes de calcul. D'autre part, dans les cas où l'électricité produite par des centrales au charbon est marginale durant la nuit, l'application d'un profil commun à toutes les sources d'énergie renouvelable entraînerait une sous-estimation des réductions d'émissions imputables aux centrales éoliennes. Ces questions deviendraient encore plus pertinentes si l'on appliquait la même méthodologie, par exemple, à un mécanisme saisonnier d'échange de droits d'émission de NO_x. Dans le système ontarien d'échange de droits pour les NO_x et le SO_2, on emploie des coefficients d'émission saisonniers et semi-quotidiens (jour/nuit) pour calculer approximativement les moments où la production d'électricité à partir de charbon est marginale. Ainsi, à tout le moins, on devrait avoir recours à un profil de charge saisonnier pour calculer les coefficients d'émission applicables à chaque technologie.

Conclusion : Nous recommandons que l'on ait recours à des profils de charge saisonniers, semi-quotidiens ou horaires, et que l'on calcule séparément les coefficients de réduction des émissions applicables à chaque technologie.

Petits et grands projets : Dans certaines méthodologies, on recommande l'application de méthodes simplifiées aux petits projets afin de réduire les coûts de transaction. Cependant, si la CCE publie des coefficients d'émission régionaux, cet argument perdra de sa valeur puisque les coûts de transaction seront faibles pour tous les projets. Si l'on intégrait au site Web de la Commission un modèle de calcul des réductions, les droits d'utilisation pourraient être fixés en fonction de la production annuelle, ce qui réduirait également les frais assumés par les petits projets. On avance comme autre argument que les petites centrales ont peu d'effets sur la marge récemment construite. Toutefois, on peut s'attendre à ce que les répercussions de ces installations soient cumulatives, et un grand nombre de petits projets devrait avoir les mêmes effets qu'un projet de grande ampleur produisant la même quantité d'électricité. Il n'est donc pas nécessaire d'appliquer des facteurs différents en fonction de la taille des projets.

Conclusion : Les mêmes coefficients d'émission devraient être utilisés pour les projets d'énergie renouvelable de petite et de grande ampleur.

Révision du niveau de référence et prévisions : La fréquence à laquelle on révisera les niveaux de référence ou les coefficients d'émission représente un enjeu important. La modification de ces facteurs engendre une certaine insécurité quant au nombre de crédits compensatoires qu'un projet donné pourra obtenir pour les émissions de GES. Souvent, il n'est possible d'obtenir des données statistiques sur la combinaison de sources et sur les questions connexes que pour des périodes remontant à un ou deux ans dans le passé et pour les périodes antérieures, ce qui réduit la précision des calculs relatifs à la marge opérationnelle pour l'année en cours. Afin de modéliser les portefeuilles de production futurs, il faudrait prendre en compte certains renseignements sur les nouvelles centrales planifiées et sur les politiques de soutien de l'énergie renouvelable. En général, ces paramètres n'évoluent pas rapidement; toutefois, on peut s'attendre à ce qu'ils subissent des changements notables sur un horizon de cinq ans. Idéalement, il faudrait donc mettre le modèle à jour tous les ans et, à tout le moins, tous les cinq ans.

Cette question est étroitement liée à celle de la détermination des crédits d'émission au moyen de calculs *ex post* ou *ex ante* des réductions d'émissions. Selon le Protocole de Kyoto, l'attribution de crédits compensatoires aux projets d'énergie renouvelable sera basée sur des périodes de sept ou dix ans. Les prévisions relatives aux réductions effectuées à l'aide des coefficients de la CCE devraient donc demeurer valides pour l'une ou l'autre de ces périodes. Si l'on procède à une mise à jour annuelle, les projets devraient utiliser les coefficients les plus récents; cependant, si les coefficients sont rajustés ultérieurement, il ne devrait pas être nécessaire d'accroître ou de réduire le nombre de crédits créés par un projet. Pour les assertions sur la qualité écologique (p. ex., celles liées aux certificats d'énergie renouvelable), les prévisions

préliminaires devraient être déclarées valides pour une période d'au moins cinq ans et ne devraient être révisées qu'à une fréquence quinquennale.

Puisqu'on peut s'attendre à ce que les émissions globales engendrées par le réseau électrique diminuent à la longue dans la plupart des régions, des mises à jour fréquentes pourraient occasionner avec le temps une baisse des coefficients d'émission; les installations de production d'énergie renouvelable plus anciennes retireraient ainsi des avantages plus considérables que les installations ultérieures.

Conclusion : Les niveaux de référence devraient être révisés tous les ans ou, à tout le moins, tous les cinq ans.

Options possibles : À partir des considérations susmentionnées, le Groupe de travail de la CCE peut opter pour diverses possibilités. Nous décrivons ci-dessous plusieurs options (examinées en détail à l'annexe 1) et nous faisons des recommandations à leur sujet.

- La méthodologie du MDP repose sur une approche combinée qui prend en compte tant la marge opérationnelle que la marge récemment construite. Elle est suffisamment souple pour permettre d'intégrer les effets différents de certaines technologies (p. ex., les centrales éoliennes à production intermittente) en modifiant les facteurs. Cependant, elle ne permet pas de distinguer les technologies en fonction de leur profil de production saisonnier ou horaire. On pourrait tenir compte de ces distinctions en ayant recours à un modèle de répartition basé sur les profils de charge. Puisqu'un tel modèle dépasse les exigences du MDP, on peut s'attendre à pouvoir l'utiliser pour calculer les réductions d'émissions engendrées par les projets relevant du MDP.
- Le processus du WRI devrait être examiné attentivement par le Groupe de travail de la CCE. La version préliminaire d'essai actuelle (mais désuète) de norme de quantification par projet offre trois options pour le calcul des réductions d'émissions. L'option « projet par projet » est une approche axée sur la marge récemment construite et n'est pas considérée comme suffisante pour l'Amérique du Nord. Par ailleurs, l'option « multiprojets » ne tient pas compte des effets des centrales à production intermittente sur la marge récemment construite. Les distinctions que l'on y fait entre les sources intermittentes et régulières sont complexes; or, on peut s'attendre à ce que les deux types de sources aient des effets sur la marge récemment construite aussi bien que sur la marge opérationnelle. La méthodologie recommande l'utilisation de moyennes plutôt que de profils de la charge et de la production et, par conséquent, elle ne donne pas lieu à une répartition équitable des réductions d'émissions pour ce qui est des installations dont la majeure partie de la production est concentrée durant les périodes de pointe. La troisième option est essentiellement identique à la méthodologie du MDP. Un modèle de répartition serait donc également compatible avec la version actuelle de la méthodologie du WRI. La mise au point de la version finale de cette méthodologie est prévue pour la mi-2005.
- Le modèle européen PROBASE est relativement coûteux à appliquer (au moins trois mois de travaux de consultation par pays, et probablement beaucoup plus dans le cas des États-Unis). Cependant, il est aussi très précis et il tient même

compte des contraintes de transport et des variations futures du prix des combustibles fossiles. Il s'agit d'un outil utilisable sur Internet; chaque gestionnaire de projet pourrait y introduire ses données pour obtenir les valeurs des réductions d'émissions. En percevant des droits d'utilisation, on pourrait recouvrer une partie des frais d'établissement et d'entretien du modèle. Il serait en outre possible de calculer à l'aide du modèle des coefficients d'émission saisonniers pour des technologies différentes. Il existe des outils analogues, par exemple le modèle Energy 2020, pour l'Amérique du Nord.

- Le modèle IPM mis au point par la firme ICF est un modèle de répartition basé sur des profils de charge mensuels et des données individuelles sur les centrales, dont la production est répartie en fonction d'hypothèses concernant les prix et de contraintes de transport. À l'instar de PROBASE, on le considère comme relativement précis et il peut modéliser les combinaisons de sources futures. Le modèle existe pour chacun des trois pays nord-américains; il faudrait cependant qu'il soit affiné dans le cas du Mexique s'il était sélectionné par le Groupe de travail de la CCE. Il peut modéliser les différences saisonnières entre l'énergie solaire et l'énergie éolienne, par exemple, car il peut traiter des données mensuelles ou même horaires sur la répartition. Pour le modèle américain, on a déjà adopté le niveau d'agrégation des sous-régions du NERC que nous recommandons. On est en train de mettre à jour le modèle canadien pour que le niveau d'agrégation soit le même que celui du modèle américain, car Environnement Canada veut pouvoir modéliser les répercussions des échanges transfrontaliers de droits d'émission de SO_2 et de NO_x.
- Le modèle MAGPWR — *Marginal Avoided GHG, Power* (Émissions marginales évitées de GES, production d'électricité) — du LBNL semble pertinent par rapport aux travaux de la CCE. Comme les deux modèles précédents, il peut modéliser les modifications futures de la combinaison de sources, ce qui permet d'éviter de calculer une marge récemment construite distincte. Il peut modéliser la répartition horaire et faire ainsi la distinction entre diverses technologies. Il ne modélise pas le réseau à l'échelle des centrales individuelles, mais regroupe toutes les centrales faisant appel à la même technologie, ce qui en réduit la complexité. Il peut être utilisé à divers niveaux d'intégration régionale et l'on peut y programmer les importations et exportations d'électricité. Jusqu'à présent, ce modèle n'a été appliqué qu'en Californie.
- L'approche de modélisation du *LSU Center for Energy Studies* (Centre des études énergétiques de la Louisiana State University) suggérée par le NREL pour le calcul des émissions de NO_x semble représenter une autre option possible pour le Groupe de travail de la CCE. Ce modèle utilise des données horaires sur la répartition et modélise le réseau à l'échelle des centrales individuelles. La production des centrales est répartie en fonction de paramètres économiques, et les données horaires permettent de traiter de façon distincte chaque technologie d'énergie renouvelable.
- La méthodologie canadienne d'échange de droits d'émission de NO_x et de SO_2 en Ontario et d'achat d'électricité verte en Ontario est une approche quelque peu simplifiée qui émule les modèles de répartition en calculant des coefficients d'émission saisonniers qui sont ensuite affinés en fonction des périodes diurne et

nocturne. Le Groupe de travail de la CCE aurait à déterminer si cette méthode est suffisamment précise pour ses besoins.

- Il y a divers autres modèles disponibles que le Groupe de travail de la CCE pourrait utiliser. Par exemple, le modèle canadien CANPLAN est employé pour déterminer les besoins futurs en production. Le *Northwest Power and Conservation Council* (Conseil de l'énergie et de la conservation de la région Nord-Ouest des États-Unis) applique le modèle AURORA, qui prédit également les effets des centrales fonctionnant à partir d'énergie renouvelable sur la marge opérationnelle et la marge récemment construite futures. Il existe plusieurs autres modèles exclusifs.

Conclusion : Le Groupe de travail devrait choisir ou adapter l'un des modèles/ méthodologies existants.

Choix du bon modèle : La CCE devrait dès à présent sélectionner plusieurs régions nord-américaines (au moins quatre) en vue de mettre les modèles à l'essai et de comparer les résultats obtenus. Puisque le modèle PROBASE ne contient pas de données pour l'Amérique du Nord, il pourrait seulement être employé dans le cadre d'un essai régional. D'autres modèles existent uniquement aux États-Unis, alors que le modèle IPM de la firme ICF est disponible pour les trois pays nord-américains. Le Groupe de travail de la CCE devrait examiner et comparer les résultats obtenus à l'aide des modèles considérés comme appropriés pour la modélisation des réductions d'émissions attribuables aux centrales à base d'énergie renouvelable sur le continent nord-américain, et formuler des jugements sur la pertinence de ces résultats. Parmi les régions dont on sait qu'elles posent des problèmes au chapitre du calcul des avantages liés aux réductions d'émissions, et où l'on pourrait mettre les méthodologies à l'essai, on compte les suivantes :

- Aux États-Unis : Californie, Nouvelle-Angleterre (volume considérable d'importations et fortes variations saisonnières);
- Au Canada : Colombie-Britannique ou Québec (forte proportion de la production assurée par des grandes centrales hydroélectriques);
- Au Mexique: Baja California Nord (les essais du *Tellus Institute* ont produit des résultats différents d'un modèle à l'autre).

Conclusion : Un sous-groupe de travail technique ou un consultant devrait effectuer une sélection préliminaire de plusieurs modèles ou méthodologies que l'on pourrait mettre à l'essai dans plusieurs régions nord-américaines avant de choisir le modèle à privilégier.

* * *

Références

Tellus, 2001 Lazarus, Michael, et coll. *Project Baselines and Boundaries for Project-Based GHG Emission Reduction Trading — A Report to the Greenhouse Gas Emission Reduction Trading Pilot Program.* The Tellus Institute, avril 2001.

Tellus, 2004 Kartha, Sivan, et coll. « Baseline recommendations for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector ». *Energy Policy* 32 (2004), 545–566.

LBNL, 2002 Marnay, Chris, et coll. *Estimating Carbon Dioxide Emissions Factors for the California Electric Power Sector.* LBNL-49945, Ernest Orlando Lawrence Berkeley Laboratory, Environmental Energy Technologies Division, août 2002.

Annexe 1 : Brève description des initiatives pertinentes

Initiatives internationales

Organisation des Nations Unies

Mécanisme pour un développement propre (Protocole de Kyoto)

Description : Le Mécanisme pour un développement propre (MDP) permet aux pays développés qui se sont engagés à atteindre des objectifs de réduction et de limitation des émissions de GES, en vertu du Protocole de Kyoto, de s'acquitter d'une partie de leurs engagements en achetant des crédits compensatoires à des projets réalisés dans des pays en développement qui sont signataires du Protocole, mais qui ne sont tenus d'atteindre aucun objectif. Le Conseil exécutif du MDP, avec le soutien de son Groupe des méthodologies, a publié des méthodologies unifiées que l'on peut utiliser comme méthode de calcul de niveaux de référence normalisés.

Méthodologie : On a employé dans le passé diverses méthodes pour les projets relevant du MDP : la marge récemment construite, la marge opérationnelle (incluant la moyenne du réseau et la répartition marginale) et la marge combinée, composée des deux précédentes. Afin d'amorcer un processus d'harmonisation des méthodes par catégorie de projets (premier pas dans la voie de la normalisation des niveaux de référence), le Conseil exécutif du MDP a demandé au Groupe des méthodologies d'élaborer des méthodologies unifiées. Le 16 juin 2004, le Groupe a présenté les deux premières méthodologies proposées, portant sur les activités des projets de récupération des gaz de décharge et sur les projets d'énergie renouvelable à émissions nulles intégrés à un réseau électrique. Les ébauches des deux textes ont été affichées sur le site Web <unfccc.int> en vue de recueillir les commentaires du public. Le Groupe recommande que les méthodologies unifiées, après leur approbation par le Conseil exécutif, remplacent les méthodes approuvées auparavant pour les catégories de projets visées.

Selon la **méthodologie relative aux projets d'énergie renouvelable**, on doit calculer le volume des émissions évitées grâce à ces projets en adoptant l'approche de la **marge combinée** :

- D'abord, le promoteur du projet doit déterminer la marge opérationnelle. Il peut procéder de l'une des façons suivantes : a) méthode simple (moyenne du réseau comprenant les importations d'électricité, mais excluant les installations à faible coût et à marche prioritaire); b) méthode simple rajustée (incluant les installations à faible coût et à marche prioritaire pour refléter le nombre d'heures par année où ces sources sont marginales); c) analyse des données sur la répartition. La méthode simple peut être utilisée uniquement lorsque les installations à faible

coût et à marche prioritaire représentent moins de 50 % de la production totale du réseau, calculée : 1) pour chacune des cinq années les plus récentes; 2) en fonction de normales à long terme (p. ex., moyennes sur 30 ou 50 ans) pour la production d'hydroélectricité.

- Ensuite, il faut déterminer la marge récemment construite. Ce facteur est calculé sous la forme d'un coefficient d'émission moyen pondéré en fonction de la production, soit pour les cinq centrales les plus récentes, soit pour les centrales les plus récentes représentant 20 % de la capacité totale du réseau, la valeur la plus élevée (production annuelle moyenne en MWh) étant retenue. Le coefficient d'émission de la marge récemment construite est calculé *ex ante*; seuls les projets dont la capacité excède 60 MW doivent procéder à une mise à jour annuelle *ex post* de leur coefficient pendant la période de comptabilisation de crédits.
- Enfin, on combine la marge opérationnelle et la marge récemment construite pour obtenir une moyenne pondérée des deux coefficients. La pondération par défaut est de 50 % pour la marge opérationnelle et 50 % pour la marge récemment construite, mais la proportion pourrait varier d'un projet à l'autre. Dans la méthodologie proposée, on indique que d'autres pondérations seraient possibles en fonction des circonstances du projet, mais qu'il pourrait être nécessaire d'effectuer une analyse plus détaillée de cette question.

Par exemple, on peut supposer que la marge récemment construite correspond à des centrales au gaz naturel, mais on doit la calculer à partir de données relatives à des centrales déjà construites ou actuellement en construction. La méthodologie énonce d'autres exigences en ce qui concerne l'additionnalité des projets. Elle pourrait ne pas être applicable aux grands aménagements hydroélectriques, car une décision sur la pertinence des émissions de méthane et de CO_2 provenant de ces centrales est en suspens. Si l'on juge que ces émissions sont pertinentes, on devra peut-être élaborer une méthodologie distincte.

La **méthodologie relative aux gaz de décharge** permet d'utiliser les calculs applicables aux petits projets pour des capacités de production égales ou inférieures à 15 MW. Elle ne précise pas la méthode de référence à appliquer pour calculer les émissions évitées grâce à l'électricité produite à partir de gaz d'enfouissement.

La Conférence des Parties, lors de sa septième réunion tenue à Marrakech, a décidé que des méthodologies simplifiées pouvaient être appliquées aux **petits projets**; elle a adopté ces méthodologies lors de sa huitième réunion. La méthodologie relative aux petits projets d'énergie renouvelable reliés à un réseau peut être appliquée aux unités d'une capacité maximale de 15 MW (pour les installations à sources mixtes, elle peut être appliquée uniquement si la capacité totale de l'unité ne dépasse pas 15 MW; dans le cas de la cogénération à partir de biomasse, la capacité maximale combinée ne doit pas être supérieure à 45 $MW_{thermiques}$). Elle énonce deux méthodes de calcul des émissions évitées par l'unité de production :

a) la moyenne de la « marge opérationnelle approximative » et de la « marge récemment construite », où :

i) la « marge opérationnelle approximative » correspond aux émissions moyennes pondérées (en kg éq. CO_2/kWh) de toutes les sources desservant le réseau, à l'exclusion des centrales hydroélectriques, géothermiques, éoliennes, à biomasse à faible coût, nucléaires et solaires;

ii) la « marge récemment construite » correspond aux émissions moyennes pondérées (en kg éq. CO_2/kWh) attribuables aux ajouts de capacité récents au réseau, ces ajouts de capacité étant définis comme la valeur la plus élevée (en MWh) des deux suivantes : les centrales les plus récentes représentant 20 % de la production totale du réseau (selon les données annuelles les plus récentes disponibles) ou les cinq centrales les plus récentes;

ou :

b) les émissions moyennes pondérées (en kg éq. CO_2/kWh) de la combinaison actuelle de sources de production.

Pertinence : Le MDP est très pertinent dans le cas du Mexique, qui est un pays hôte de projets relevant du MDP, ainsi que dans le cas du Canada, qui entend acheter quelque cinquante millions de tonnes de crédits compensatoires sur le marché international au cours de la première période d'engagement en vertu du Protocole de Kyoto (de 2008 à 2012). Son champ d'application s'étend aux inventaires nationaux des émissions, ainsi qu'aux déclarations et à la conformité des entreprises dans les cas où celles-ci acquièrent directement des crédits du MDP pour pouvoir respecter leurs allocations d'émissions. Le MDP a beaucoup de poids dans les discussions sur la quantification des réductions d'émissions car il représente le principal programme international d'échange de droits d'émission, de concert avec le mécanisme d'Application conjointe (AC), et il est basé sur un consensus international réunissant un grand nombre de pays.

Analyse : Cette méthodologie repose principalement sur des éléments provenant du *Tellus Institute* (voir plus loin). Elle est souple pour ce qui est de permettre une répartition différente de la marge opérationnelle et de la marge récemment construite pour les installations à production intermittente, celles-ci ayant généralement des répercussions moindres sur la marge récemment construite puisqu'elles requièrent une source d'appoint. Elle permet aussi le recours à la modélisation de la répartition pour déterminer la marge opérationnelle. On ne sait pas très bien si elle permettrait l'utilisation de prévisions relatives à la marge opérationnelle sur dix ans au lieu de la marge récemment construite, mais on s'attend à ce que le Groupe des méthodologies du MDP accepte les modélisations détaillées.

Documentation : Ébauche de méthodologie approuvée : « Consolidated baseline methodology for zero-emissions grid-connected electricity generation from renewable sources », UNFCCC/CCNUCC, Groupe des méthodologies du MDP, 28 mai 2004.

Ébauche de méthodologie approuvée : « Consolidated baseline methodology for landfill gas project activities », UNFCCC/CCNUCC, Groupe des méthodologies du MDP, 28 mai 2004.

Annexe B, « Simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities: Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM project activity categories », chapitre I.D. : « Renewable electricity generation for a grid ».

Site Web : http://cdm.unfccc.int/methodologies/inputsconsmeth

Personne-ressource : Jane Ellis (membre du Groupe des méthodologies de la CCNUCC), OCDE, Direction de l'environnement, Division des politiques mondiales et structurelles, Paris; courriel : <jane.ellis@oecd.org>; tél. : (+33 1) 45 24 15 98.

ONUDI

Description : Les lignes directrices de l'Organisation des Nations Unies pour le développement industriel (ONUDI) ont été élaborées à l'intention des promoteurs qui souhaitent réaliser des projets relevant du MDP ou de l'AC dans les secteurs de l'industrie et de l'énergie, et peut-être aussi dans d'autres secteurs où des projets visant à réduire les émissions de GES peuvent être mis en œuvre. Elles sont destinées à être appliquées au stade de la planification d'un projet de réduction des émissions, et à servir de guide pour la préparation de la documentation en vue de l'enregistrement du projet.

Méthodologie : La méthodologie est basée sur le coefficient d'émission moyen du réseau. Il faut recalculer ce coefficient pour chaque année au cours de laquelle des crédits de carbone seront créés; ainsi, il faut tenir compte de l'évolution future de la combinaison de sources de production, et non pas seulement de la combinaison actuelle.

Documentation : Lignes directrices : *Methodology for Baseline and Additionality Analysis for Multiple Project Categories*. Organisation des Nations Unies pour le développement industriel, Vienne, juillet 2004.

Pertinence : Ce document a été élaboré à l'intention des promoteurs de projets relevant du MDP et de l'AC. Cependant, puisque le Groupe des méthodologies du MDP a établi ses propres méthodologies uniformisées, il pourrait avoir une pertinence limitée. Il est dans une large mesure compatible avec la norme du WRI.

Analyse : La méthodologie est très simple; selon toute probabilité, elle ne permettra pas d'obtenir des résultats compatibles avec les inventaires nationaux ou représentatifs des différences régionales en Amérique du Nord. Elle n'est pas considérée comme acceptable en raison de la forte préférence pour des méthodes de calcul plus complexes.

Site Web : http://www.unido.org/en/doc/4224

Personnes-ressources : Marina Ploutakhina, agent de développement industriel, Efficacité énergétique et changements climatiques, ONUDI; tél. : (+43-1)-260-26-5051; courriel : mploutakhina@unido.org
Ingo Puhl et Michael Klein, compagnie 500 PPM. Michael Klein – courriel : mklein@500ppm.com; tél. (Karlsruhe) : (+49 721) 6105 530. Ingo Puhl – courriel : <ipuhl@500ppm.com>; tél. (Washington) : (1 240) 441-7963.

CNUCED

Description : En 1998, le Groupe de travail intergouvernemental d'experts des normes internationales a demandé à la Conférence des Nations Unies sur le commerce et le développement (CNUCED) d'élaborer une méthodologie concernant la comptabilité environnementale et la présentation de rapports environnementaux par les entreprises. Ces travaux ont donné lieu à la création de divers indicateurs d'écoefficacité, dont un indicateur de la contribution au réchauffement planétaire par unité de valeur ajoutée nette.

Méthodologie : Dans le manuel de la CNUCED sur les indicateurs d'écoefficacité, on utilise des coefficients d'émission régionaux pour la production d'électricité. On indique que l'énergie renouvelable est considérée comme n'engendrant pas d'émissions de GES. Les émissions de CO_2 attribuables à la production d'électricité sont fonction de la technologie et des combustibles utilisés dans un pays donné (combinaison de sources de production). Les valeurs sont calculées à partir de données fournies par l'Agence internationale de l'énergie (AIE)[1] (voir le tableau A1); il s'agit de la moyenne des émissions du secteur de l'électricité par rapport à la production annuelle totale. On précise dans les lignes directrices énoncées dans le manuel qu'il faut utiliser les coefficients d'émission propres à chaque pays si ceux-ci sont disponibles.

Tableau A1 Coefficients d'émission de CO_2 pour la production d'électricité en Amérique du Nord employés pour la détermination des indicateurs d'écoefficacité de la CNUCED

Pays	g CO_2/kWh
Mexique	527
Canada	196
États-Unis	514
OCDE, Amérique du Nord	476

[1] Les données de l'AIE sont calculées à partir des bases de données sur l'énergie de l'Agence ainsi que des méthodes et coefficients d'émission par défaut des *Lignes directrices du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – version révisée 1996*. Elles sont mises à jour annuellement en septembre.

Les lignes directrices permettent le recours aux crédits compensatoires, mais exigent que ceux-ci soient certifiés par un organisme national. Elles présupposent que l'on applique la même méthode de calcul des réductions d'émissions pour la variation de la consommation d'électricité et pour la production à partir de sources renouvelables.

Pertinence : Le manuel de la CNUCED est destiné aux entreprises, de sorte que celles-ci puissent adopter les principes de la comptabilité environnementale et présenter des rapports sur leur performance environnementale. Ces travaux sont donc pertinents par rapport aux projets d'efficacité énergétique et d'énergie renouvelable des entreprises, de même que pour les achats de certificats d'énergie renouvelable et les assertions connexes sur la qualité écologique. Les entreprises pourraient accorder une attention particulière au manuel si les investisseurs avaient recours à celui-ci pour surveiller la performance environnementale et la réalisation des objectifs de réduction des émissions.

Analyse : La méthodologie est très simple; selon toute probabilité, elle ne permettra pas d'obtenir des résultats compatibles avec les inventaires nationaux ou représentatifs des différences régionales en Amérique du Nord. Elle n'est pas destinée à servir au calcul des réductions d'émissions imputables à des projets et elle n'est pas considérée comme acceptable dans ce contexte, en raison de la forte préférence pour des méthodes de calcul plus complexes.

Documentation : *A Manual for the Preparers and Users of Eco-efficiency Indicators*, Version 1.1. UNCTAD/ITE/IPC/2003/7, Conférence des Nations Unies sur le commerce et le développement, New York et Genève, 2004.

Site Web : www.unctad.org

Personne-ressource : Constantijn Bartel (CNUCED, Genève); tél. : (+41 22) 917 5875; courriel : <Constantine.bartel@unctad.org>.

Autres initiatives internationales

Projet PROBASE

Description : Le projet *Procedures for accounting and baselines for projects under Joint Implementation and the Clean Development Mechanism* (PROBASE, Procédures de comptabilisation et d'établissement de niveaux de référence pour les projets relevant de l'Application conjointe et du Mécanisme pour un développement propre) a été accepté en mai 2000 à titre d'élément du Cinquième Programme-cadre pour la recherche de la Communauté européenne, dans le sous-programme Énergie, environnement et développement durable. Même si la Conférence des Parties avait élaboré un cadre pour la détermination des niveaux de référence, de nombreux détails techniques demeuraient flous. Les objectifs du projet PROBASE étaient les suivants : élaborer à l'intention des

décideurs des recommandations sur les procédures opérationnelles visant les projets de l'AC et du MDP, notamment en ce qui concerne la détermination des niveaux de référence et la comptabilisation des réductions d'émissions; examiner des moyens d'uniformiser les niveaux de référence (sur une base facultative) en élaborant une matrice de niveaux en fonction du contexte; mettre au point un manuel sur les niveaux de référence, en version électronique, à l'intention des promoteurs et des responsables de la validation des projets de l'AC et du MDP. Le projet PROBASE a pris fin en décembre 2002.

Méthodologie : Dans le cadre de PROBASE, on a entre autres élaboré la structure d'un manuel permettant de calculer en ligne les réductions d'émissions imputables aux projets du MDP et de l'AC destinés à remplacer des sources de production de chaleur et d'électricité. Ce manuel, appelé *Smart Emission Reduction Estimation Manual* (e-SEREM, Manuel d'estimation des réductions rationnelles d'émissions), prend en compte une gamme variée de paramètres, notamment le pays ou la région d'exécution du projet, l'ampleur du projet (à petite ou à grande échelle), la nature de l'électricité remplacée par le projet (charge de base, moyenne ou de pointe), le secteur auquel le projet appartient (électricité ou chaleur) et l'intégration ou non du projet à un réseau électrique. Le manuel peut être utilisé pour calculer les réductions d'émissions pour des projets exécutés en Russie, en Afrique du Sud et en Indonésie, soit les pays choisis pour la réalisation d'études de cas dans le cadre de PROBASE. Les coefficients d'émission sont calculés à l'aide de deux modèles : le modèle PERSEUS, exhaustif et à approche ascendante, et une version simplifiée appelée Reflex. Ces deux modèles ont été mis au point à l'Université de Karlsruhe, en Allemagne. PERSEUS modélise l'ensemble du secteur de l'électricité d'un pays, y compris les sources et les technologies de production. Il extrapole des options actuelles et futures relatives aux technologies et crée un niveau de référence dynamique basé sur l'application de ces technologies, optimisée en fonction des coûts, depuis la mise en œuvre initiale des projets jusqu'à la fin de la période au cours de laquelle ces projets engendreront des réductions d'émissions. PERSEUS inclut également des profils de charge saisonniers et quotidiens. Enfin, il peut prendre des décisions sur des scénarios futurs à partir des plans énergétiques nationaux. Le modèle utilise des hypothèses fixes concernant la demande d'électricité sur une période de 20 ans. S'il fallait mettre ces données à jour, il faudrait actuellement le faire par l'intermédiaire de l'Université de Karlsruhe (Allemagne) et tous les travaux de cette nature dépendent du financement disponible. Reflex est un autre modèle incorporé dans le manuel e-SEREM à titre de solution de rechange plus simple au modèle PERSEUS. Reflex peut modéliser le réseau énergétique d'un pays, d'une région ou d'un secteur économique national. Il peut aussi produire des données sur les émissions évitées selon que l'électricité remplacée correspond à la charge de base, moyenne ou de pointe (l'utilisateur doit choisir l'une des trois options). Reflex tient compte des projections relatives à la demande d'électricité ainsi que des pertes de transformation et de distribution.

Il serait possible de déterminer les réductions d'émissions attribuables aux petits projets en employant un coefficient d'émission national moyen, mais dans le rapport final sur le projet PROBASE, on n'encourage pas une application généralisée de ces coefficients,

pour éviter d'accorder trop de crédits d'émission à des projets ayant des effets moindres sur les réductions.

Pertinence : On observe une tendance générale à l'uniformisation accrue des niveaux de référence. L'un des objectifs de PROBASE était d'examiner des options en matière de normalisation qui permettraient à la fois de bénéficier des avantages d'une rationalisation des procédures et d'obtenir des niveaux de référence suffisamment représentatifs du scénario de maintien du statu quo pour des projets relevant du MDP. On a procédé à cet examen, en partie, en modélisant un réseau national ou régional et en calculant des coefficients de réduction des émissions en fonction du contexte macroéconomique, mésoéconomique et politique. La plupart des méthodologies existantes du MDP adoptent des approches ascendantes et visent à quantifier les réductions d'émissions dans la perspective des projets individuels. Toutefois, certaines des méthodologies ont pour but de calculer des valeurs de référence à l'échelon « macro » ou « méso » pour un pays hôte du MDP (p. ex., projet de parc d'éoliennes de Wigton, projet hydroélectrique El Gallon), valeurs qui sont analogues aux coefficients d'émission multiprojets déterminés dans le contexte de PROBASE.

Pour l'instant, la méthode et le logiciel PROBASE permettent seulement de calculer les réductions d'émissions pour la Russie, l'Indonésie et l'Afrique du Sud, ces pays ayant été sélectionnés pour la réalisation d'études de cas. Cependant, la structure du modèle PERSEUS et la grande disponibilité de données nationales permettraient d'étendre l'application du modèle à d'autres pays, bien que les coûts initiaux risquent d'être relativement élevés (l'ajout d'un pays nécessite habituellement trois mois de travail). Ces coûts viendraient cependant se substituer aux coûts propres à chaque projet, car les coefficients d'émission multifactoriels obtenus pourraient être utilisés pour une multitude de projets.

L'équipe de PROBASE sollicitera des fonds en vue d'étendre l'application du modèle à d'autres pays. Étant donné la tendance actuelle à l'uniformisation des méthodologies du MDP relatives aux niveaux de référence, il semble probable qu'à l'avenir, on disposera de coefficients d'émission multiprojets pour des types précis de projets dans certains pays hôtes. La méthode et le logiciel de PROBASE seraient pertinents dans ce contexte : l'accès à PROBASE moyennant des droits d'utilisation permettrait d'établir des coefficients applicables à plusieurs projets du MDP, et les droits d'utilisation viendraient compenser les coûts initiaux de mise en œuvre.

Par ailleurs, l'application de méthodes analogues à celles de PROBASE, moyennant des droits d'utilisation, aurait deux avantages : d'abord, les coûts seraient répartis entre tous les projets utilisant les coefficients; ensuite, cela apporterait une solution adéquate au problème du resquillage qui survient lorsque des promoteurs se servent de méthodologies déjà approuvées que d'autres responsables de projet ont mises au point et dont ils ont assumé les coûts.

Analyse : PROBASE est le modèle le plus précis parmi tous ceux que nous examinons dans le présent document. Sa mise en place et sa mise à jour nécessitent des investissements initiaux relativement importants, mais les coûts pourraient être recouvrés par la perception de droits d'utilisation. Le modèle peut traiter des profils de production différents et calculer des réductions d'émissions différentes pour des

technologies dont la production est surtout utilisée pendant les périodes de pointe, par exemple la technologie solaire en Californie. Il repose uniquement sur la marge opérationnelle, basée sur un modèle de répartition en fonction du prix, mais il extrapole des valeurs pour les années futures et permet ainsi d'incorporer la marge récemment construite dans les hypothèses relatives aux nouvelles centrales futures.

Documentation : *Procedures for Accounting and Baselines for JI and CDM Projects. EU Fifth Framework Programme Sub-programme: Energy, Environment and Sustainable Development - Final Report*. PROBASE, 28 février 2003

Site Web : http://jiq.wiwo.nl/probase/index.htm
e-SEREM : http://e-serem.epu.ntua.gr/

Personnes-ressources : Wytze van der Gaast, *Foundation Joint Implementation Network* (JIN); tél. : (+31 50) 309 68 15; courriel : <jin@jiqweb.org>.
Catrinus J. Jepma (gestionnaire de projet, PROBASE); courriel : <jiq@northsea.nl>.
Johannes Rosen, IIP (Institut de production industrielle), Université de Karlsruhe, Allemagne; tél. : (+49 (0)721) / 608-4690; courriel : <johannes.rosen@wiwi.uni-karlsruhe.de>.

Global Reporting Initiative

Description : La *Global Reporting Initiative* (GRI, Initiative mondiale pour la reddition de comptes sur le développement durable) est un processus multipartite et une institution indépendante dont la mission est d'élaborer et de diffuser des lignes directrices applicables à l'échelle mondiale concernant la présentation de rapports sur le développement durable.

Méthodologie : Pour la déclaration des émissions indirectes imputables à la production d'électricité et de chaleur, la GRI renvoie au Protocole des gaz à effet de serre du WRI (voir la section suivante).

Pertinence : Tout comme les lignes directrices de la CNUCED, les travaux de la GRI sont très pertinents pour l'établissement de rapports environnementaux par les entreprises.

Analyse : Le protocole du WRI sur la présentation de rapports par les entreprises n'est pas pertinent pour les besoins de la CCE.

Documentation : *Lignes directrices pour le reporting développement durable*. Global Reporting Initiative, Boston (MA), 2002.

Personne-ressource : GRI, Amsterdam, Pays-Bas; tél. : (+31 (0)20) 531 00 00; courriel : <guidelines@globalreporting.org>.

Normes de déclaration des GES du *World Resources Institute*

Description : Le *World Business Council for Sustainable Development* (WBCSD, Conseil mondial des entreprises pour le développement durable) et le *World Resources Institute* (WRI, Institut des ressources mondiales) ont élaboré deux normes de quantification et de déclaration des émissions de GES. La première est utilisée par des entreprises du monde entier pour déclarer leurs émissions de GES et se fixer des objectifs de réduction; la deuxième (uniquement disponible pour l'instant sous forme d'ébauche conceptuelle) traite des émissions de GES en fonction des projets, y compris pour les nouvelles installations de production à partir de sources renouvelables. Ces normes visent à harmoniser et à uniformiser davantage les cadres de comptabilisation et de déclaration des GES à l'échelle mondiale et, en particulier, à permettre aux multinationales de déclarer leurs émissions en appliquant un seul système commun.

Méthodologie : La *Norme de comptabilisation et de déclaration destinée à l'entreprise* présente des méthodologies à l'intention des entreprises; elle est principalement axée sur les consommateurs d'électricité, et s'étend également aux améliorations internes de l'efficacité énergétique. Elle recommande l'emploi de coefficients d'émission moyens, basés sur les émissions moyennes occasionnées par les activités du fournisseur d'électricité ou sur des coefficients d'émission régionaux (p. ex., groupes d'échange d'énergie aux États-Unis). Puisqu'il n'existe aucune méthodologie normalisée de quantification des crédits compensatoires, les entreprises doivent déclarer séparément leurs émissions et les crédits qu'elles acquièrent, et ne peuvent pas déduire ceux-ci de leur volume d'émissions. Toutefois, la norme encourage le recours aux certificats d'énergie renouvelable pour compenser les émissions indirectes imputables à la consommation d'électricité. Pour le calcul des émissions évitées en fonction des projets, elle renvoie à la norme à venir concernant la quantification par projet, qui traitera en détail des méthodologies de quantification et des niveaux de référence pour les projets de compensation des émissions.

L'ébauche de *Norme de quantification par projet* n'est pas encore parachevée. L'actuelle version provisoire ne tient pas compte de l'évolution récente de la situation qui, selon le WRI, conduira à l'adoption d'une méthodologie double permettant d'appliquer des méthodes propres à des projets individuels ou des méthodes basées sur une norme de rendement. Pour les besoins du Groupe de travail de la CCE, nous examinons ici l'ébauche initiale (maintenant désuète) de cette norme, où sont exposées trois méthodologies différentes de quantification des réductions d'émissions par projet : une méthodologie applicable à des projets individuels, un niveau de référence multiprojets et une procédure visant les projets de modernisation. Le niveau de référence multiprojets est largement basé sur la méthode du *Lawrence Berkeley National Laboratory* (voir plus loin). La procédure applicable aux projets de modernisation vise des activités telles que la mise en place d'un équipement plus

efficace ou le passage de la production à cycle unique à la production à cycle combiné. Les émissions antérieures à la modernisation correspondent au scénario de référence pour la plus brève période des deux suivantes : le reste de la vie utile de l'équipement remplacé ou la période de comptabilisation des crédits. Après la période de comptabilisation des crédits, il faut adopter la méthodologie applicable aux projets individuels ou le niveau de référence multiprojets. Cette formule ne sera que rarement appliquée à des projets d'énergie renouvelable (p. ex., passage de l'utilisation de la chaleur à la cogénération dans le secteur des pâtes et papiers).

D'une façon générale, la norme recommande d'adopter la méthodologie requise par le programme dans le cadre duquel le projet est proposé. En l'absence d'une telle méthodologie, le promoteur choisit l'une des trois options susmentionnées.

a) Niveau de référence propre à un projet

Cette méthode permet de choisir les installations récentes (mises en service au cours des cinq à sept dernières années) ou en construction (marge récemment construite) comme niveau de référence. On détermine la technologie (et, donc, l'intensité des émissions) représentative de la marge récemment construite à partir de diverses possibilités, en choisissant le scénario le plus prudent (celui dont les émissions sont les plus faibles, p. ex. la construction d'une centrale au gaz naturel à cycle combiné) ou un scénario basé sur un test de classement en fonction des investissements, permettant d'établir quelle technologie engendre le meilleur rendement des investissements. Il est également possible d'utiliser la moyenne du réseau pour les centrales à charge de base et à charge de pointe si l'on connaît la proportion de la charge de base et de la charge de pointe qu'une installation de production d'énergie renouvelable remplacera (p. ex., ces données peuvent être précisées dans l'accord d'achat d'électricité).

b) Niveau de référence multiprojets

Cette formule permet de choisir entre une classification en fonction de la régularité de la production, d'une part, et une approche de marge combinée, d'autre part. Aucune des deux méthodologies n'est considérée comme préférable à l'autre.

Tableau A2 Types de projets et méthodologies correspondantes dans le cadre de l'approche du niveau de référence multiprojets

Classification des projets[a]	Puissance non garantie (sources intermittentes)	Puissance garantie – charge de base	Puissance garantie – production en fonction de la charge
Types de projets inclus	Énergie solaire [b], éolienne, petits projets d'efficacité énergétique	Grandes centrales au charbon, hydroélectriques ou à gaz naturel à cycle combiné	Turbines à gaz, petites centrales hydroélectriques
Émissions remplacées	Marge opérationnelle	Marge récemment construite – charge de base	Marge récemment construite – production en fonction de la charge
Normes de rendement appliquées	Moyenne pondérée de toutes les centrales existantes produisant en fonction de la charge	Rang centile, centrales à charge de base récemment construites	Rang centile, centrales récemment construites produisant en fonction de la charge
Centrales utilisées pour établir la norme de rendement	Toutes les centrales existantes produisant en fonction de la charge	Centrales à charge de base récemment construites	Centrales récemment construites produisant en fonction de la charge

a : Cette classification n'est destinée qu'à servir de guide et le promoteur doit évaluer les caractéristiques du réseau, des projets et des scénarios éventuels lorsqu'il procède à la classification finale des projets et des scénarios de référence possibles.
b : L'énergie solaire peut parfois produire de l'électricité pendant un certain nombre d'heures par jour et être fiable dans certaines régions. Dans ces circonstances, il convient de la classer dans la catégorie Puissance garantie – production en fonction de la charge.

Classification en fonction de la régularité de la production

Cette méthodologie est basée sur les émissions moyennes des centrales qui produisent en fonction de la charge, sur la marge récemment construite pour les centrales à charge de base ou sur la marge récemment construite pour les centrales à charge de pointe. On commence par classer le projet comme centrale à charge de base ou à charge de pointe (ou une combinaison des deux), ce qui a une incidence sur les niveaux de référence possibles. Le niveau de référence est la moyenne pondérée des émissions des centrales à charge de base ou à charge de pointe. Il est recommandé d'adopter un niveau de référence plus rigoureux que cette moyenne; le 25e rang centile au chapitre du rendement est le niveau par défaut.

Puissance non garantie (p. ex., l'énergie éolienne et solaire, et probablement aussi les centrales au fil de l'eau) : moyenne du réseau modifié = moyenne de toutes les centrales produisant en fonction de la charge, sans données sur les centrales à charge de base.

Puissance garantie – charge de base (cela comprendrait probablement la production à partir de biomasse et l'énergie géothermique) : marge récemment construite = ajouts à la capacité des centrales à puissance garantie (grandes centrales au charbon, hydroélectriques, au gaz naturel à cycle combiné) au cours des cinq à sept dernières années.

Puissance garantie – production en fonction de la charge (petites centrales hydroélectriques avec capacité de stockage) : marge récemment construite = ajouts à la capacité des centrales à puissance garantie produisant en fonction de la charge (turbines à gaz, petites centrales hydroélectriques) au cours des cinq à sept dernières années.

Nota : L'ébauche de norme n'indique pas clairement comment il convient de classer les autres sources renouvelables à puissance garantie (p.ex., énergie géothermique ou biomasse).

Marge combinée

On utilise la moyenne de la marge récemment construite et de la marge opérationnelle pour évaluer les émissions évitées grâce au projet durant les cinq premières années, après quoi on emploie uniquement la marge récemment construite. Selon cette méthodologie, les installations sont classées en centrales à charge de base ou à charge de pointe en fonction de leur coefficient de capacité. Par défaut, les centrales dont le coefficient de capacité est supérieur à 70 % sont des centrales à charge de base. Pour déterminer la marge opérationnelle, on suppose que la nouvelle centrale remplacera de l'électricité produite à partir de charbon, de pétrole, de gaz naturel ou de biomasse à coût élevé. Dans les réseaux où les grandes centrales hydroélectriques prédominent, on calcule également un remplacement de 50 % de l'électricité provenant de ces sources. Les projets d'énergie renouvelable existants, y compris les projets de combustion de biomasse à faible coût, et les centrales nucléaires ne font l'objet d'aucun remplacement.

Marge opérationnelle : moyenne de toutes les centrales, sans données sur les centrales à charge de base.

Marge récemment construite : ajouts récents à la capacité, toutes installations confondues (centrales à charge de base et à charge de pointe).

Marge combinée : cinq premières années : (marge opérationnelle + marge récemment construite)/2; par la suite : marge récemment construite uniquement.

Dans cette méthodologie, on fait une distinction entre la combustion de biomasse à faible coût et à coût élevé. On définit les centrales à biomasse à faible coût comme étant des installations qui utilisent des résidus de biomasse tels que la bagasse des raffineries de sucre ou les résidus de pâtes et papiers. Les centrales à biomasse à coût élevé sont celles qui utilisent des plantes expressément cultivées en vue de la production d'énergie ou qui doivent assumer des frais élevés de transport de la matière première.

Pertinence : La norme destinée à l'entreprise, initialement publiée en 2001, est devenue la norme la plus utilisée à l'échelle mondiale pour la comptabilisation des émissions de GES des entreprises. Elle a été mise au point avec la participation de plus de 500 spécialistes du milieu des affaires, des organisations non gouvernementales (ONG) et des pouvoirs publics. Elle a été adoptée par plus de 150 compagnies, de même que par des associations industrielles représentant les secteurs des pâtes et papiers, de l'aluminium et du ciment, et elle bénéficie de l'appui des ONG aussi bien que des gouvernements. De nombreuses initiatives liées aux changements climatiques, notamment des programmes de réduction, d'échange de droits d'émission et d'établissement de normes et de registres environnementaux, ont basé leurs lignes directrices concernant la quantification et la déclaration sur le Protocole des GES du WRI; mentionnons entre autres l'initiative *Climate Leaders* de l'EPA, la GRI, le programme *Climate Savers* du Fonds mondial pour la nature, le registre des GES de la Californie, le registre mondial des GES du Forum économique mondial, le système d'échange de droits du Royaume-Uni, la bourse climatique de Chicago et les protocoles

de surveillance du programme d'échange de droits d'émission de l'Union européenne. La norme destinée à l'entreprise sert également de base à d'autres travaux liés à la comptabilisation, notamment la norme ISO à venir sur la quantification des GES (voir la section suivante); l'ISO a fait état de son intention de rendre cette norme compatible avec le Protocole des GES. La norme destinée à l'entreprise a récemment été adoptée au Mexique.

Les travaux se poursuivent sur la norme de quantification par projet. Le WRI a constitué un sous-groupe de comptabilisation pour les projets du secteur de l'électricité, qui devait se réunir à l'automne 2004 pour continuer à élaborer les méthodologies applicables aux projets d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique. Le WRI est en train d'élargir le cercle initial pour assurer la participation d'un plus grand nombre de spécialistes, et la méthodologie pourrait encore subir d'importantes transformations. Le sous-groupe espère présenter une ébauche finale de la norme d'ici la mi-2005. Le Protocole a été conçu pour être neutre du point de vue des programmes, c'est-à-dire qu'il permet l'utilisation de méthodes de quantification propres à un programme donné. Il fait référence au processus du MDP, et l'approche de la marge combinée énoncée dans la version préliminaire est largement identique à la méthodologie unifiée du MDP. Il sera impossible d'évaluer la pertinence des travaux du WRI pour le Groupe de travail de la CCE avant l'obtention de renseignements plus précis sur la forme finale qu'adoptera cette méthodologie.

Analyse : L'établissement due niveau de référence propre à un projet est une méthode simple de calcul des réductions d'émissions qui repose sur la moyenne des émissions de toutes les centrales nouvellement construites. Cette méthode ne tient pas compte des effets sur la marge opérationnelle et elle est très vraisemblablement trop simple pour être acceptée en Amérique du Nord. D'une façon analogue, le niveau de référence multiprojets tient seulement compte soit de la marge opérationnelle, soit de la marge récemment construite. Cela donne lieu à des inexactitudes, étant donné que tous les projets d'énergie renouvelable, y compris ceux qui font appel à une technologie intermittente, auraient des effets sur les deux marges. En outre, il n'est pas toujours facile de faire la distinction entre les centrales à charge de base et à charge de pointe, car certaines installations remplissent les deux fonctions. Il faudrait que le Groupe de travail de la CCE examine la question du traitement différent de la production à partir de biomasse à faible coût et de biomasse à coût élevé.

Documentation : *Le Protocole des gaz à effet de serre : Une norme de comptabilisation et de déclaration destinée à l'entreprise*, septembre 2001.

The Greenhouse Gas Protocol: Project Quantification Standard — Road Test Draft. WRI et WBCSD, septembre 2003.

Site Web : http://www.ghgprotocol.org

Personnes-ressources : Derik Broekoff, associé principal, World Resources Institute, programme sur le climat, l'énergie et la pollution;

tél. : (202) 729-7628; courriel : <dbroekhoff@wri.org>
Florence Daviet, analyste de recherche, programme sur le climat, l'énergie et la pollution, World Resources Institute; tél. : (202) 729-7822; courriel : <fdaviet@wri.org>.

Norme ISO

Description : Dans la série de normes ISO 14000, l'Organisation internationale de normalisation (ISO) élabore actuellement une norme sur la comptabilisation des GES (14064) qui devrait être publiée à la fin de 2005. Cette norme comptera trois parties traitant respectivement des questions suivantes : 1) la quantification et la déclaration au niveau des organisations; 2) la quantification, le contrôle et la déclaration au niveau des projets; 3) la vérification.

Méthodologie : Dans sa version préliminaire, la norme compte une première partie concernant la comptabilisation des émissions de GES par les entreprises et une deuxième partie qui se rapporte aux projets de compensation des émissions. Dans le cas des entreprises, elle n'énonce pas de méthodologie particulière pour la quantification des réductions. Elle indique que l'entreprise doit choisir une ou plusieurs méthodes qui permettront de réduire les incertitudes au minimum, et d'obtenir des résultats précis et reproductibles pour les sources et les puits de GES ainsi que pour les types de GES. Dans la **Partie** 1, on fait une distinction entre les projets conçus pour engendrer des réductions d'émissions et les activités internes ciblées de réduction. Les réductions imputables à un projet doivent être évaluées en fonction d'un niveau de référence contrefactuel, alors que celles des activités ciblées sont quantifiées par la comparaison des émissions réelles avant et après la mise en œuvre, par exemple. Pour les réductions d'émissions attribuables à des projets précis (internes ou externes à l'entreprise), la Partie 1 renvoie aux lignes directrices contenues dans la Partie 2.

La **Partie 2** n'énonce pas non plus de méthodologie particulière, mais indique que le promoteur du projet doit choisir le scénario de référence qui représente l'estimation la meilleure et la plus appropriée des émissions de GES et de leur suppression qui auraient eu lieu en l'absence du projet, et qu'il doit justifier son choix. L'annexe de la norme renvoie aux spécifications relatives aux niveaux de référence sous le régime du Protocole de Kyoto; des espaces y sont prévus pour l'incorporation ultérieure de renseignements sur des niveaux de référence autres, correspondant à des pratiques exemplaires, dans une section d'information qui ne fait pas partie des exigences obligatoires. La norme prescrit que l'on doit calculer de nouveau les réductions d'émissions à la fin du projet et comparer les résultats réels aux prévisions.

Pertinence : La Partie 1 de la norme ISO vise à fournir une structure et une méthodologie pour la comptabilisation des GES par les entreprises afin d'accroître la comparabilité des déclarations. La Partie 2 fournit également une structure (mais non une méthodologie) pour le calcul des réductions d'émissions, bien qu'elle soit destinée à être utilisée de concert avec des programmes et régimes relatifs aux GES susceptibles d'énoncer leurs propres directives détaillées sur les méthodes de calcul.

La norme a été élaborée de manière à permettre son intégration à des initiatives connexes telles que le Protocole des GES du WRI. On a beaucoup mis l'accent sur la compatibilité avec les mécanismes de flexibilité du Protocole de Kyoto et, en particulier, avec le MDP.

La norme requiert une documentation détaillée pour le calcul des réductions d'émissions, ce qui peut la rendre peu attrayante pour la quantification des crédits compensatoires dans le cadre des certificats d'énergie renouvelable en Amérique du Nord.

Documentation : Gaz à effet de serre — Partie 1 : Spécifications et lignes directrices, au niveau des organisations, pour la quantification et la déclaration des émissions des gaz à effet de serre et leur suppression, TC 207, 10 novembre 2003.

Gaz à effet de serre — Partie 2 : Spécifications et lignes directrices, au niveau des projets, pour la quantification, le contrôle et la déclaration des réductions d'émissions des gaz à effet de serre ou leur suppression, TC207, 10 novembre 2003.

Site Web : http://www.pacinst.org/inni/Climate.htm

Personnes-ressources : Kevin Boehmer, Association canadienne de normalisation; tél. : (416) 747-2231; courriel : <kevin.boehmer@csa.ca>.
Derryl Neat, Association canadienne de normalisation, Gestion d'entreprise et durabilité, secrétaire du Comité parallèle sur les changements climatiques de l'ISO; tél. : (416) 747-2539;
courriel : <derryl.neat@csa.ca>.

Norme P1595 sur les GES de l'*Institute of Electrical and Electronics Engineers*

Description : Deux organisations rattachées à l'*Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE, Institut des ingénieurs en électricité et en électronique) — l'*IEEE Power Engineering Society* (IEEE-PES, Société du génie énergétique) et l'*IEEE Standards Association* (IEEE-SA, Association de normalisation) — ont amorcé en août 2001 le projet de norme P1595 en vue d'élaborer une série de normes internationales relatives à la quantification des crédits d'émission de GES pour les projets admissibles dans le secteur de l'électricité. La norme finale comprendra de multiples parties et son élaboration s'étendra sur plusieurs années; dans la première partie, on mettra l'accent sur les projets d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique.

Le concept proposé consiste à élaborer une série de normes de rendement qui établiront des critères minimaux de propriété, de qualité, de certitude et d'exactitude pour les crédits d'émission de GES, indépendamment de la source ou de la technologie de réduction ou suppression. Ces normes de rendement seront applicables à l'échelle mondiale; elles simplifieront et rendront plus économique l'évaluation des crédits associés aux projets, ce qui facilitera les échanges et les retraits de ces crédits sur les marchés nationaux et internationaux. Une version préliminaire de la norme a été

soumise à l'examen des membres du groupe de travail, mais la poursuite du projet dépendra du financement.

Méthodologie: La version préliminaire de cette norme ne donne pas de détails sur la méthodologie; on y trouve uniquement les principes qui serviront de base à la méthodologie devant être incluse dans la norme finale. L'IEEE pourrait se servir des travaux actuellement menés par le WRI et le WBCSD concernant la quantification par projet, et en faire une norme officielle. L'IEEE ne transformerait pas uniquement les travaux du WRI en une norme internationale officielle, mais mettrait régulièrement cette norme à jour en procédant à des examens techniques tous les cinq ans.

Pertinence : L'éventuelle publication d'une norme de l'IEEE sur les méthodes de calcul peut être considérée comme très pertinente par rapport aux objectifs du Groupe de travail de la CCE, car cette norme serait susceptible d'être adoptée par de nombreux acteurs sur le marché — particulièrement si elle est basée sur le protocole du WRI, approuvé par une équipe d'experts internationaux. L'IEEE collabore avec des représentants européens ainsi que nord-américains, et des représentants de tout autre pays peuvent prendre part au processus. L'IEEE travaille de concert avec la Commission électrotechnique internationale (CEI), qui est l'équivalent de l'ISO dans le secteur de l'électricité (l'ISO élabore des normes sur les processus, tandis que la CEI élabore des normes de rendement).

Analyse : La CCE souhaitera peut-être participer à ces travaux de normalisation et exercer une influence sur eux. Lorsque le Groupe de travail de la CCE aura pris ses décisions au sujet de la méthodologie nord-américaine, l'étape logique suivante consisterait à influer sur les travaux du WRI et de l'IEEE.

Documentation : Version préliminaire de la norme IEEE-P1595-D0.1 (disponible pour les membres de l'IEEE seulement).

Site Web : http://grouper.ieee.org/groups/1595/

Personne-ressource : Jim McConnach, président du groupe de travail de l'IEEE sur les changements climatiques;
courriel : <jsmcconnach@ieee.org>; tél. : (705) 645-5524.

OCDE et AIE

Description : L'Agence internationale de l'énergie (AIE) et l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) ont confié au *Tellus Institute* le mandat d'élaborer une méthodologie qu'elles entendent présenter au Conseil exécutif du MDP en vue de l'adoption d'une méthodologie uniformisée pour les projets du secteur de l'électricité.

Méthodologie : Selon le *Tellus Institute*, aucune méthodologie ne peut convenir à elle seule pour toute la gamme de projets potentiels relevant du MDP dans le secteur de l'électricité; en effet, ces projets sont extrêmement variés sur le plan de l'ampleur, du combustible utilisé et de la technologie appliquée, et ils se dérouleront dans de multiples contextes différents, qu'ils soient intégrés ou non à un réseau électrique. En raison de cette diversité, il faut recourir à une gamme variée d'approches pour l'établissement des niveaux de référence. Le *Tellus Institute* propose une structure comportant trois catégories pour les différents projets, chacune possédant ses propres méthodes pour la détermination des niveaux de référence et de l'additionnalité, de manière à concilier les objectifs de la réduction des coûts de transaction et de la précision des résultats. Selon cette structure, il est possible d'appliquer une méthodologie moins complexe pour les petits projets que pour les projets de grande ampleur. Dans les autres cas, le *Tellus Institute* recommande l'approche de la marge combinée, réunissant la marge récemment construite et la marge opérationnelle :

Émissions évitées (1re période de comptabilisation de crédits) =
[marge opérationnelle (an 1) + marge récemment construite (les 20 % de la capacité les plus récents)]/2.

Pour les périodes ultérieures, seule la marge récemment construite servirait à calculer les réductions d'émissions attribuables aux nouvelles installations construites durant les sept premières années :

> *Émissions évitées (2e période de comptabilisation de crédits) = marge récemment construite (sept premières années).*
>
> *Émissions évitées (3e période de comptabilisation de crédits) = marge récemment construite (de la huitième à la quinzième année).*

Le niveau de référence de la marge récemment construite devrait généralement tenir compte de tous les types d'installations de production que l'on ajoute au réseau. Il est recommandé de calculer ce niveau en utilisant la plus élevée des deux valeurs suivantes : le taux d'émission moyen, pondéré en fonction de la production, des centrales les plus récentes correspondant à 20 % de la production totale du réseau, ou le taux moyen des cinq centrales les plus récentes.

Les effets sur la marge opérationnelle peuvent prédominer durant les premières années qui suivent la mise en œuvre d'un projet relevant du MDP, avant que n'apparaissent les effets sur la marge récemment construite. La marge opérationnelle n'est pas établie à l'aide d'un modèle de répartition, mais est calculée à partir de la moyenne pondérée de toutes les sources de production, *sauf* les installations à coût de combustible nul et à marche prioritaire.

Pour les projets de modernisation et de passage à un autre combustible, on estime que le taux d'émission de l'installation existante peut constituer un niveau de référence valide jusqu'à concurrence du volume de production de cette installation. Pour la production excédant ce volume, il est recommandé d'appliquer la méthodologie de la marge combinée.

L'approche de la marge combinée pourrait ne pas être suffisante pour le calcul des niveaux de référence dans les cas où les promoteurs d'un projet peuvent démontrer

clairement que la production d'une seule centrale ou d'un seul type de centrale est remplacée par un projet de la « catégorie III », par exemple une centrale à combustibles fossiles plus efficace destinée à remplacer une centrale à faible efficacité au même endroit, ou une installation de cogénération à partir de biomasse venant se substituer à une centrale au charbon. Dans de telles circonstances, il faudrait établir des *paramètres de rendement minimaux* (p. ex., pour l'efficacité et les facteurs de charge) pour veiller à ce que le niveau de référence ne soit pas déterminé à partir d'hypothèses basées sur des technologies désuètes ou inefficaces. La méthodologie permet aussi aux projets d'énergie renouvelable de très grande ampleur d'utiliser un scénario de référence (supposant le remplacement d'une technologie clairement définie) au lieu de l'approche de la marge combinée.

Le niveau d'intégration régionale par défaut devrait être l'échelon national pour les niveaux de référence uniformisés dans le secteur de l'électricité. Cependant, des pays pourraient choisir de subdiviser leur réseau national ou de le combiner avec celui d'autres pays, pour des raisons liées aux pratiques de gestion du réseau et à la disponibilité d'une infrastructure de transport. Il est recommandé que le périmètre des projets de production (c.-à-d., les sources et les émissions de GES associées à un projet qui doivent être incluses dans le calcul du niveau de référence) soit basé sur les émissions directes sur place. Les projets d'efficacité énergétique axés sur la réduction de la demande et les projets de production répartie devraient se voir attribuer des crédits pour les pertes de transport et de distribution évitées, ces crédits étant calculés à partir des pertes moyennes du réseau (à l'exclusion des « pertes non techniques ») ou de la moyenne nationale des pertes si l'on ne dispose pas de données propres au réseau. On ne tiendrait pas compte de ce facteur pour les autres types de projets, ceux-ci n'ayant probablement pas de répercussions sur les pertes de transport et de distribution.

Pertinence : La méthodologie a été mise au point par le Secrétariat de l'AIE à la demande du Groupe d'experts des pays visés à l'annexe 1 de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. Le Groupe d'experts préside à l'établissement de rapports d'analyse destinés à fournir des renseignements utiles dans le contexte des négociations relatives aux changements climatiques. La méthodologie est destinée au MDP, mais peut aussi être appliquée dans le cadre de tout autre programme d'échange de droits d'émission. Le Conseil exécutif du MDP a adopté en grande partie cette méthodologie dans ses procédures uniformisées de détermination des niveaux de référence (voir plus haut).

Analyse : Voir plus haut la section sur le Mécanisme pour un développement propre du Protocole de Kyoto.

Documentation : *Road-Testing Baselines for Greenhouse Gas Mitigation Projects in the Electric Power Sector — Information Paper*. COM/ENV/EPOC/IEA/SLT(2002)6, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie, Paris, 2002.

Site Web : <http://www.tellus.org>

Personne-ressource : Michael Lazarus, Tellus Institute; tél. : (206) 985-8124;
courriel : <**mlaz@tellus.org**>

Initiatives nationales

États-Unis

SO_2 et NO_x

Dans le cadre de l'*Acid Rain Program* (ARP, Programme de lutte contre les précipitations acides), les États-Unis ont institué un système de plafonds et d'échange de droits d'émission selon lequel il était possible de faire appel à des sources d'énergie renouvelable pour créer des allocations d'émissions. Entre 1992 et 1999, l'*Environmental Protection Agency* (EPA, Agence de protection de l'environnement) a institué une réserve de 300 000 allocations d'émissions de SO_2 pouvant être accordées à des centrales qui prenaient des mesures d'efficacité énergétique ou de production d'énergie renouvelable pour réduire leurs émissions. De ce nombre, un minimum de 60 000 allocations était réservé à la production d'énergie renouvelable. Une allocation, équivalant à une tonne métrique de SO_2, serait accordée pour la production de 500 MWh d'électricité verte. À un taux d'émission basé sur la production d'environ 11 lb SO_2/MWh, une centrale classique au charbon émettrait 2,75 tonnes métriques de SO_2 par 500 MWh. En raison du faible taux des allocations consenties par mégawatt-heure d'électricité verte, seules 6 700 allocations ont été attribuées au titre de la production d'énergie renouvelable. D'autres moyens de réduire les émissions de soufre causées par la combustion de charbon se sont révélés plus rentables.

Dans le cadre de l'ARP, l'EPA a également institué un système d'échange d'allocations d'émissions de NO_x. En vertu d'un plan de mise en œuvre à l'échelon étatique, les États déterminent eux-mêmes certains des détails de l'attribution des allocations aux projets d'énergie renouvelable. Cependant, la méthodologie de quantification est fixe et est basée sur un coefficient d'émission de 1,5 lb NO_x/MWh. Les États ont constitué des réserves d'allocations pour la production d'énergie renouvelable, représentant généralement de 3 % à 5 % des allocations totales pour chaque période d'échange (de mai à septembre). Seuls quelques producteurs d'énergie renouvelable se sont prévalus de ces dispositions. Le processus de demande des allocations est souvent fastidieux et les avantages économiques retirés sont relativement minimes (moins d'un demi-cent par kWh).

Méthodologie du *National Renewable Energy Laboratory* relative aux NO_x

Description : Le *National Renewable Energy Laboratory* (NREL, Laboratoire national des énergies renouvelables) a adopté plusieurs approches pour la quantification des réductions d'émissions d'un projet d'efficacité énergétique de 9 GWh (modernisation d'immeubles municipaux). L'EPA et le *Department of Energy* (ministère de l'Énergie) ont financé ce projet qui vise à comparer les résultats de trois méthodes de calcul différentes. Ces travaux s'appliquent uniquement aux oxydes d'azote, mais il serait facile d'en étendre l'application aux émissions d'autres polluants.

Méthodologie : Trois approches ont été appliquées à un projet d'efficacité énergétique correspondant à des économies de 9 GWh sur un an.

a) Modèle de répartition marginale mis au point par Art Diem, de l'EPA. Le modèle permet d'estimer la contribution, en pourcentage, de chaque zone de contrôle pertinente à la consommation d'électricité de la région touchée par les réductions de la demande. Ces estimations sont faites à partir de données sur les flux d'électricité, transitant dans les deux sens, entre toutes les zones de contrôle. Ensuite, le modèle permet d'obtenir des estimations de la part de la production attribuable à chaque centrale en fonction de l'électricité totale produite dans une zone de contrôle. La combinaison des deux séries de données produit des pourcentages pondérés pour les centrales situées dans toutes les zones de contrôle contributrices. Cette approche de modélisation prend expressément en compte les centrales qui sont utilisées pour estimer la fraction des réductions de la production survenant à chaque installation.
b) Approche de modélisation du *LSU Center for Energy Studies* (Centre des études énergétiques de la Louisiana State University). Le modèle permet une répartition économique des installations de production sur une base horaire. Dans des conditions économiques optimales de répartition, les producteurs sont essentiellement classés par ordre de priorité en fonction des coûts, l'unité qui représente le moindre coût étant utilisée en premier lieu et celle qui engendre le coût le plus élevé étant utilisée en dernier lieu. On modélise un scénario de base et un scénario de projet, et la différence entre les deux résultats représente le volume d'émissions évitées.
c) Sous-ensemble de données EGRID : Cette base de données fournit des coefficients d'émission basés sur les unités de production et intègre les valeurs obtenues pour produire un coefficient d'émission national. Il est possible d'accroître la résolution des données de manière à tenir compte uniquement de certaines centrales appropriées dans la région visée par le projet. Le niveau d'agrégation est inférieur à celui de la zone de contrôle (installations locales uniquement).

La comparaison des trois méthodes a produit les résultats suivants : 3,37 lb/MWh pour la première approche; 2,85 lb/MWh pour la deuxième; 1,95 lb/MWh pour la troisième lorsque seules les installations locales étaient prises en compte (3,38 lb/MWh lorsque l'approche était appliquée à la sous-région du NERC). L'équipe recommande d'utiliser la sous-région du NERC (moyenne du réseau) comme méthodologie pour calculer les réductions d'émissions des petits projets d'efficacité énergétique d'un maximum de 500

MWh par jour. Cela correspondrait à une centrale éolienne d'une capacité de 70 MW (coefficient de capacité de 30 %). Au-delà de ce seuil, l'équipe recommande d'appliquer les méthodes de répartition de la première ou de la deuxième approche.

Pertinence : La méthodologie a été soumise à l'EPA en vue de la quantification des crédits d'émission de NO_x dans le contexte du plan de mise en œuvre, à l'échelon étatique, des exigences nationales relatives aux réductions d'émissions. La méthodologie simple est recommandée en raison des coûts occasionnés aux petits projets par l'adoption de méthodologies plus complexes. Le même modèle pourrait être utilisé pour d'autres types d'émissions (p. ex., SO_2 ou CO_2) si l'EPA devenait active dans le domaine des GES à l'avenir.

Analyse : L'approche confirme les constatations du présent rapport, à savoir qu'il convient d'appliquer un modèle de répartition plutôt qu'une méthodologie simplifiée, celle-ci n'étant recommandée que pour les petits projets. Il serait utile de comparer les modèles suggérés avec d'autres modèles avant que le Groupe de travail de la CCE ne détermine la méthodologie à privilégier.

Documentation : Chambers, Adam, *Comparison of Different Methods for Developing NO_x Emission Factors for Assessing EE Projects in Shreveport, Louisiana*. National Renewable Energy Laboratory, Washington (D.C.), septembre 2004.

Site Web : Non disponible.

Personne-ressource : Adam S. Chambers, chef de projet, National Renewable Energy Laboratory, Washington (D.C.); tél. : (202) 646-5051; courriel : <Adam_chambers@nrel.gov>.

Regional Greenhouse Gas Initiative

Description : La *Regional Greenhouse Gas Initiative* (RGGI, Initiative régionale de lutte contre les gaz à effet de serre) est un processus auquel participent plusieurs États de la Nouvelle-Angleterre et certaines provinces de l'Est du Canada (en qualité d'observateurs), et qui a pour objet d'élaborer une politique régionale commune relative aux émissions de GES. L'approche reposera très probablement sur un programme de plafonds et d'échange de droits d'émissions qui est susceptible de permettre l'utilisation de crédits compensatoires pour le carbone, imputables par exemple aux centrales à base d'énergie renouvelable.

Méthodologie : Aucune méthodologie n'a encore été élaborée, mais le WRI a recommandé à la RGGI d'appliquer sa norme à venir sur la comptabilisation par projet. La RGGI utilise aussi le modèle IPM de la firme ICF pour évaluer les répercussions du plafonnement des émissions de CO_2.

Pertinence : Puisque la RGGI est susceptible de devenir le plus important régime d'échange de droits d'émission de GES après le système canadien de compensation et les approches volontaires telles que la *Chicago Climate Exchange*, elle pourrait avoir des répercussions de première importance sur l'échange de droits d'émission de carbone en Amérique du Nord. Étant donné que la RGGI a recours au modèle d'ICF pour modéliser les plafonds, il est possible que le même modèle soit choisi ultérieurement pour calculer également les émissions de GES associées aux installations de production d'énergie renouvelable.

Analyse : Voir plus haut la section sur les normes du WRI.

Documentation : Non disponible pour l'instant.

Site Web : <http://www.rggi.org/>.

Personne-ressource : James Brooks, État du Maine; tél. : (207) 287-7044; courriel : <James.p.brooks@maine.gov>.

Chicago Climate Exchange

Selon les règles de la *Chicago Climate Exchange* (Bourse climatique de Chicago), il est impossible d'obtenir des crédits compensatoires ou des allocations en faisant appel à des projets externes d'énergie renouvelable. Cependant, on peut avoir recours à la production répartie (sur place) pour réduire les achats d'électricité auprès du réseau et, si l'entreprise dépasse ses objectifs, elle reçoit des allocations pour la portion de la réduction de demande d'électricité qui excède l'objectif fixé. Ces allocations sont calculées à partir d'un coefficient d'émission moyen pour le réseau national.

Modèle MAGPWR du *Lawrence Berkeley National Laboratory*

Description : Le *Lawrence Berkeley National Laboratory* (LBNL, Laboratoire national Lawrence à Berkeley) a mis au point le modèle *Marginal Avoided GHG, Power* (MAGPWR, Émissions marginales de GES évitées, production d'électricité) qui consiste en une méthode normalisée d'établissement d'un niveau de référence multiprojets pour un réseau électrique. Le modèle produit une approximation des sources de production qui devraient être marginales à l'avenir dans un réseau donné. Il convient le mieux pour les petits projets de production et d'efficacité énergétique. Il permet l'estimation d'un ou de plusieurs coefficients d'émission de carbone qui représentent les émissions évitées grâce aux projets et il assure un équilibre entre la simplicité d'utilisation et le degré de précision nécessaire pour l'attribution de crédits de carbone. Il requiert un volume de données relativement faible et est facile à comprendre pour les parties intéressées. Il pourrait être utilisé par un organisme national de réglementation de l'énergie ou par une entité ayant des responsabilités précises à l'égard de projets relevant du MDP ou de l'AC.

Méthodologie : Cette méthode est surtout destinée aux projets de petite à moyenne ampleur qui ont des incidences sur la marge opérationnelle. Cependant, la même approche de base pourrait aussi être utilisée pour modéliser le remplacement d'une centrale prévue par un projet de grande ampleur.

Chaque source d'énergie (p. ex., charbon, gaz naturel) est considérée comme représentant une seule unité homogène. On ne tente pas de représenter le fonctionnement du système sous l'angle de la répartition de l'électricité produite par les diverses unités. Le coefficient d'émission appliqué à chaque source serait normalement la valeur moyenne, à moins que l'on n'ait de bonnes raisons d'utiliser une valeur différente. Lorsqu'on dispose d'une courbe de la demande de charge pour une période donnée, il est simple de calculer un coefficient pour les émissions de carbone évitées. Si une seule source est marginale pour l'ensemble de la période, le coefficient approprié correspond simplement au coefficient d'émission de cette source. Si deux ou plusieurs sources sont marginales, le coefficient correspond à la moyenne des coefficients d'émission respectifs de chaque source, pondérée en fonction du pourcentage d'heures de la période au cours desquelles chaque source est marginale. Toutefois, plus les projections portent sur un long horizon temporel, plus il est difficile d'estimer le fonctionnement du réseau. La meilleure approche consisterait à appliquer la méthode pour calculer les coefficients d'émission sur une base annuelle.

Les coefficients d'émission pour un réseau d'électricité pourraient être de deux types. On pourrait utiliser une estimation à court terme (un an) pour calculer la quantité de crédits de carbone qu'un projet pourrait réclamer pour une année donnée. Par exemple, le gouvernement du pays hôte pourrait publier les coefficients d'émission au début de chaque année, d'après les projections courantes relatives au fonctionnement du réseau pour l'année en question. Ces coefficients d'émission seraient alors appliqués à la production d'électricité ou aux réductions de la demande imputables aux projets cette année-là. On pourrait avoir recours à une estimation à long terme (sur 10 à 15 ans) pour évaluer les émissions de carbone susceptibles d'être évitées pendant la durée de vie utile des projets. Cela représenterait une « meilleure approximation » officielle — reposant si possible sur des plans officiels — dont on pourrait se servir pour projeter les recettes potentielles liées aux crédits de carbone.

Pertinence : Le modèle est plus économique et plus transparent que d'autres, par exemple le modèle de la firme ICF, et fait appel à des profils de charge pour chaque technologie. Il permet ainsi de faire des distinctions entre les répercussions réelles de diverses technologies de production d'énergie renouvelable (p. ex., énergie éolienne et solaire) ayant des profils différents.

Analyse : Ce modèle semble être un bon outil pour calculer la marge opérationnelle. Il traite différemment les diverses technologies en fonction de leur profil de charge et il modélise les marges opérationnelles futures. Cependant, il n'est pas conçu pour calculer les marges récemment construites. Jusqu'à présent, le modèle a été mis au point pour la Californie, le Wisconsin et le Brésil.

Documentation : Meyers, S., et coll., *Estimating Carbon Emissions Avoided by Electricity Generation and Efficiency Projects: A Standardized Method (MAGPWR)*. Analyses énergétiques, Division des technologies énergétiques écologiques, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley (CA) 94720, juillet 2000.

Site Web : eetd.lbl.gov/EA/EMS/reports/46063.pdf.

Personne-ressource : Scott Murtishaw, Lawrence Berkeley Labs; tél. :(510) 486-7553, courriel : <SGMurtishaw@lbl.gov>.

Modèle MBase du *Lawrence Berkeley National Laboratory*

Description : Une approche de l'estimation des taux d'émission moyens et marginaux pour un réseau consiste à utiliser des modèles relativement complexes de planification de la production, tels que les modèles Elfin ou WASP, qui simulent le fonctionnement futur du réseau en fonction de prévisions relatives à la charge horaire. Comme solution de rechange à ces modèles souvent coûteux et peu transparents, le LBNL a mis au point un tableur relativement simple, appelé MBase, qui utilise des moyennes pondérées pour estimer la marge récemment construite et la marge opérationnelle, en sus du tableur de la courbe temporelle de la charge du MAGPWR employé pour calculer les taux d'émission marginaux. MBase a été évalué dans des études de cas portant sur des réseaux de l'Inde, de l'Afrique du Sud et du Guatemala. On en suggère l'utilisation comme niveau de référence multiprojets dans le cadre du MDP, dans des programmes gouvernementaux ou pour des applications multiprojets.

Méthodologie : MBase offre une méthode simple et transparente de calcul des taux d'émission de la marge récemment construite et de la marge opérationnelle sous forme de moyennes pondérées pour diverses catégories d'installations. Le traitement de renseignements sur le fonctionnement des unités existantes et/ou planifiées desservant le réseau permet à cet outil de produire plusieurs types de niveaux de référence. Les marges récemment construites sont calculées sous forme de taux d'émission moyens pour les centrales récemment mises en service ou en construction, et la marge opérationnelle est estimée sous forme d'émissions moyennes pondérées pour toutes les centrales existantes produisant en fonction de la charge qui desservent le réseau.

Les données essentielles requises pour l'estimation des taux d'émission multiprojets sont l'apport de combustible (en GJ par année) et la production d'électricité (en TWh par année) pour toutes les centrales produisant en fonction de la charge et toutes les centrales à charge de base récemment construites ou planifiées. En combinant ces données à la teneur en carbone (kg C/GJ) du combustible, on peut calculer les taux d'émission de chaque installation en kg C/kWh.

On suppose que les projets à puissance non garantie (énergies solaire et éolienne, centrales au fil de l'eau, projets d'efficacité énergétique) supplantent surtout l'électricité produite par les centrales existantes qui produisent en fonction de la charge. Ainsi, les

planificateurs doivent continuer à prévoir une nouvelle capacité en dépit de l'ajout d'installations à puissance non garantie, et la marge récemment construite n'est pas touchée. On considère que les projets à puissance garantie (p. ex., biomasse, énergie géothermique) ont surtout des effets sur la marge récemment construite. Dans les cas où des projets ont à la fois une puissance garantie et une puissance non garantie, ou sont considérés comme remplaçant une production tant dans la marge opérationnelle que dans la marge récemment construite, il se peut que l'on doive subdiviser la capacité en deux parties (puissance garantie et non garantie) de sorte qu'une combinaison des deux marges fasse l'objet de crédits compensatoires. On comparerait alors la production jusqu'à un certain seuil aux niveaux de référence pour les centrales à charge de base à puissance garantie, et la production additionnelle donnerait lieu à des crédits de réduction basés sur le volume des émissions évitées par la puissance non garantie.

Tableau A3 Types de projet et niveaux de référence suggérés

Profil de production du projet	Puissance non garantie (sources intermittentes ou imprévisibles)	Puissance garantie – charge de base	Puissance garantie – production en fonction de la charge
Exemples	Énergie solaire, éolienne, petits projets d'efficacité énergétique	Grandes centrales au charbon, hydroélectriques ou au gaz naturel à cycle combiné	Turbines à gaz, petits projets hydroélectriques
Types de taux d'émission multiprojets	Marge opérationnelle	Marge récemment construite, charge de base	Marge récemment construite, charge de pointe
Installations utilisées pour l'estimation du taux d'émission multiprojets	Toutes les centrales existantes produisant en fonction de la charge	Centrales à charge de base récemment construites	Centrales récemment construites produisant en fonction de la charge

On recommande de déterminer la marge récemment construite en calculant la moyenne des coefficients d'émission des installations construites au cours des cinq dernières années, et non pas en se basant sur les ajouts prévus, car les projections de la capacité additionnelle peuvent se révéler peu fiables. Il est possible d'utiliser une marge récemment construite à court terme concernant les ajouts prévus dans un proche avenir si l'approche recommandée ci-dessus n'est pas réalisable ou n'est pas suffisamment représentative des changements escomptés.

Il est possible d'affiner davantage les marges récemment construites en appliquant un critère de rigueur basé sur la moyenne pondérée, sur le 25e ou le 10e rang centile (moyenne pour les centrales à faibles émissions représentant 25 % ou 10 % de la production annuelle) ou sur l'utilisation de la « meilleure installation » comme niveau de référence. On procède ainsi séparément pour chaque type de combustible, après quoi on pondère les valeurs et on les additionne (en supposant une répartition constante de la production d'électricité entre les types de combustible), de telle sorte que les résultats obtenus à la suite de l'application du critère de rigueur ne soient pas déterminés par le type de combustible. L'application d'un tel critère n'est pas pertinente dans le cas des marges opérationnelles.

Pertinence : Le LBNL a déjà effectué dans le passé des travaux analogues pour le compte de l'EPA. On s'est également basé sur ces travaux du LBNL, dans le cadre du processus du WRI, pour élaborer la norme de quantification par projet (voir plus haut).

Analyse : La méthodologie offre plusieurs options concernant des éléments précis des calculs, ce qui en accroît la complexité et peut poser des problèmes sur le plan de la comparaison et de la cohérence des résultats. L'un de ses avantages est qu'elle est simple à utiliser et qu'elle ne requiert pas des données très raffinées. Pour qu'elle produise des résultats plus précis, il faudrait que les utilisateurs possèdent certains renseignements sur le profil de charge des projets proposés et des centrales existantes qui desservent le réseau. Il est possible d'adopter avec ce modèle une approche de marge combinée, analogue à la méthodologie unifiée du MDP, en pondérant la capacité en fonction de la marge récemment construite et de la marge opérationnelle. Même s'il est impossible de traiter les technologies différemment en fonction de la courbe de charge, on pourrait procéder par approximation en mettant au point des ensembles de données différents pour des saisons différentes, de manière à refléter la variabilité sur une base annuelle.

Documentation : Sathaye, Jayant, et coll., *Multi-project Baselines for Evaluation of Electric Power Projects*. LBNL-51917, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley (CA).

Site Web : http://eetd.lbl.gov/ea/ies/MBase/index.html.

Personne-ressource : Scott Murtishaw, Lawrence Berkeley Labs; tél. : (510) 486-7553; courriel : <SGMurtishaw@lbl.gov>.

Oregon Climate Trust/EPA

Description : L'EPA a confié à un consultant la tâche de déterminer des coefficients d'émission marginaux moyens pour tous les États américains. Ces coefficients ont été regroupés en fonction des dix régions de l'EPA.

Méthodologie : Le Cadmus Group Inc. a eu recours à la moyenne de toutes les unités marginales afin de calculer des coefficients d'émission pour les États-Unis.

Tableau A4 Coefficients d'émission marginaux moyens

Région de l'EPA	États composant la région	lb CO_2/kWh
Région 1	MA, CT, ME, NH, RI, VT	1,726
Région 2	NY, NJ	1,679
Région 3	PA, VA, MD, WV, DC, DE	2,096
Région 4	FL, NC, GA, TN, AL, SC, KY, MS	2,215
Région 5	OH, IL, MI, IN, WI, MN	1,988
Région 6	TX, LA, OK, AR, NM	1,186
Région 7	MO, IA, KS, NE	1,404
Région 8	CO, UT, MT, WY, ND, SD	1,244
Région 9	CA, AZ, NV	1,240
Région 10	WA, OR, ID	1,202
National		1,640

Source : The Cadmus Group Inc., *Regional Electricity Emissions Factors Final Report,* The Cadmus Group Inc., 1988, tableau 6.

Pertinence : Même si le *Climate Trust* utilise encore ces données de 1998, la tendance actuelle aux États-Unis est à l'application de méthodes de calcul plus complexes.

Analyse : La CCE devrait tenter d'établir des coefficients analogues pour l'Amérique du Nord; toutefois, ces coefficients devraient être calculés pour chaque technologie et au moyen d'une méthodologie plus complexe.

Documentation : *Regional Electricity Factors Final Report*, US Environmental Protection Agency, Atmospheric Pollution Prevention Division (APPD), 16 novembre 1998, contrat n° 68-W6-0050.

Site Web : <http://www.climatetrust.org/2001.html>.

Personne-ressource : Mike Burnett; tél. : (503) 238-1915; courriel : <mburnett@climatetrust.org>

Groupes d'échange d'énergie

Description : Plusieurs groupes d'échange d'énergie (*power pools*) américains ont recours à des logiciels exclusifs pour modéliser les besoins futurs en électricité, ainsi que les émissions produites par les centrales que l'on construira pour remplacer les installations mises hors service et pour répondre aux besoins en capacité additionnelle. Par exemple, le groupe ISO New England établit un rapport annuel sur les émissions marginales pour le comité de planification environnementale du groupe d'échange d'énergie de la Nouvelle-Angleterre. La méthodologie vise à quantifier les réductions d'émissions attribuables aux projets d'efficacité énergétique et a recours au modèle *Interregional Electric Market Model* (IRREM, Modèle du marché interrégional de

l'électricité) pour déterminer quelles centrales accroîtraient leur production si l'on n'avait pas pris des mesures d'économie d'énergie; inversement, ce modèle pourrait être utilisé pour déterminer le volume des émissions évitées par l'intégration d'une plus grande quantité d'énergie renouvelable au réseau. La méthodologie ne prend pas en compte les changements attribuables à l'énergie renouvelable dans les importations d'électricité, la valeur de celles-ci demeurant constante, ce qui laisse supposer que seules les centrales faisant partie du groupe d'échange d'énergie sont touchées par l'ajout de projets d'énergie renouvelable. Elle détermine le taux d'émission marginal *ex post*, c'est-à-dire pour l'année d'exploitation antérieure, et l'on rajuste ce taux pour refléter la production réelle des centrales, avec un écart de 25 % ou moins par rapport à cette production réelle. Le modèle est basé sur le coût supposé de la production d'électricité par chaque unité, et non pas sur le prix réel des achats. Il ne modélise pas les contraintes de transport, mais il produit des coefficients de capacité annuels pour les centrales à partir des données de l'année précédente. Il ne prend pas en compte le profil de charge horaire des nouveaux projets, et suppose la production d'un volume uniforme d'électricité pendant toutes les périodes de la journée à partir des profils de charge annuels de la combinaison existante de sources de production.

Le *Northwest Power and Conservation Council* (Conseil de l'électricité et de la conservation de la région Nord-Ouest) utilise un modèle de prévision du prix de l'électricité en fonction de la répartition horaire qui peut également servir à estimer les taux d'émission marginaux et les répercussions des projets d'énergie renouvelable. La méthodologie appliquée repose sur le modèle AURORA^{xmp}™ relatif au marché de l'électricité mis au point par la société EPIS Inc. (www.epis.com), qui adopte une approche ascendante incorporant des données pour chaque centrale, de même que les contraintes de transport et les prix futurs. Les résultats du modèle sont extrêmement sensibles aux données d'entrée pour ce qui est, par exemple, du crédit d'impôt à la production, du prix du gaz naturel et du prix des allocations d'émissions de CO_2. Les résultats des premières applications du modèle étaient parfois contre-intuitifs, ce qui indique que certains réglages s'imposent avant que l'on ne puisse obtenir des résultats acceptables. Le modèle AURORA existe tant au Canada qu'aux États-Unis et le Groupe de travail de la CCE pourrait donc facilement le mettre à l'essai.

Il existe plusieurs autres modèles de ce type dont il conviendrait d'évaluer la pertinence, la précision et le coût.

Pertinence : Le Groupe de travail de la CCE pourrait adopter les méthodologies déjà employées par les groupes d'échange d'énergie américains pour les appliquer aux trois pays visés. Ces méthodologies sont déjà soumises à des essais dans d'autres domaines, par exemple la détermination des prix ou la prévision de la demande, et l'on pourrait procéder à des essais additionnels afin de déterminer si elles conviennent pour calculer les taux d'émission marginaux.

Personnes-ressources : IRREM : Jim Platts, ISO New England.
AURORA : Jeff King, Northwest Power and Conservation Council, Portland (Oregon).

Modèle Energy 2020

Description : Le modèle Energy 2020 est un modèle énergétique multirégional intégré qui permet des simulations complètes et détaillées de la demande et de l'offre pour tous les combustibles. Il illustre l'interaction entre les concurrents sur le marché d'une manière réaliste, par opposition à une manière idéalisée, et tient compte de la dynamique du marché du réseau de transport. Il fait ressortir les imperfections du marché, y compris la manipulation de celui-ci. Les émissions de polluants et les coûts, notamment ceux des allocations et des échanges de droits d'émission, sont déterminés de façon endogène, ce qui permet d'évaluer les risques environnementaux de l'entreprise.

Méthodologie : Le modèle répartit la production des centrales en fonction des règles précisées, qu'elles soient optimales ou heuristiques, et tient compte des contraintes de transport ainsi que des coûts connexes. La partie du modèle axée sur l'offre inclut une simulation endogène détaillée de l'offre d'électricité selon les paramètres suivants : expansion de la capacité/capacité additionnelle, taux/prix, finances/comptabilité, variation de la charge en fonction des conditions météorologiques, changements apportés à la réglementation. Des régions de tailles diverses, par exemple les groupes d'échange d'énergie, peuvent être utilisées comme niveau d'agrégation. Le modèle permet une comptabilisation de la pollution pour les activités énergétiques (en fonction du combustible, de l'utilisation finale et du secteur) et pour les activités autres (en fonction de l'activité économique) à l'égard des polluants suivants : SO_2, NO_2, N_2O, CO, CO_2, CH_4, particules totales en suspension, composés organiques volatils, CF_4, C_2F_6, SF_6 et HFC. La pollution n'est pas déterminée directement par des coefficients, mais plutôt par l'accumulation d'investissements de capitaux qui donnent lieu à des émissions de polluants à la longue. Le modèle tient également compte des échanges d'allocations d'émissions aux échelons national et international. La répartition de la production des centrales peut prendre en compte des restrictions imposées aux émissions.

Pertinence : Le modèle Energy 2020 est disponible pour les États-Unis et pour le Canada. Il est utilisé par l'EPA, de même que par le gouvernement du Canada pour modéliser les répercussions de son plan sur les changements climatiques.

Analyse : Le modèle est très perfectionné et peut servir à prévoir les effets futurs de la production d'énergie renouvelable sur la réduction des émissions. On devrait le considérer, de concert avec d'autres modèles, comme un outil possible pour calculer les réductions d'émissions imputables à l'intégration d'électricité renouvelable au réseau au Canada, au Mexique et aux États-Unis.

Documentation : Voir le site Web.

Site Web : www.energy2020.com.

Personne-ressource : Jeff Amlin, président, Systematic Solutions Inc., Fairborn (Ohio); tél. : (937) 878-8603; courriel : <Jeff_Amlin@ENERGY2020.com>.

Canada

Système canadien de compensation

Description : Le Canada a décidé d'accorder des crédits compensatoires de GES aux projets d'énergie renouvelable intégrés au réseau électrique dans le contexte de son système national d'échange de droits d'émission. On autorise l'utilisation des crédits compensatoires par le secteur canadien des « grands émetteurs finaux » afin d'atteindre des objectifs de rendement en matière d'émissions de GES.

Méthodologie : Les travaux se poursuivent sur la mise au point des détails du système canadien d'échange de droits d'émission sous le régime du Protocole de Kyoto. Une décision sur l'intégration de certains types de crédits compensatoires, notamment pour les sources d'énergie renouvelable, est en suspens. Jusqu'à ce que cette décision soit prise et qu'une méthodologie soit choisie, il existe plusieurs options qui pourraient être mises en œuvre :

a) Allocation égale : Les projets d'énergie renouvelable recevraient 20 Mt de permis au taux de 0,454 t/MWh. Cette valeur est calculée à partir d'une allocation totale de 110 Mt, qui correspond au scénario de maintien du statu quo pour 2010 par rapport à toutes les sources thermiques, moins 15 %.
b) Réserve : On attribuerait 10 Mt de droits d'émission de CO_2 aux 45 TWh de nouvelles énergies propres incluses dans les prévisions fédérales, soit un taux d'allocation de 0,22 t/MWh.
c) Système de compensation : On a entre autres suggéré de déterminer les compensations au cas par cas pour les projets à grande échelle (p. ex., grands projets hydroélectriques) et d'établir un coefficient d'émission uniformisé, tel que l'équivalent en émissions de centrales au gaz naturel à cycle combiné, pour les petits projets.

Nota : Les allocations de permis aux sources d'énergie renouvelable sont arbitraires et pourraient changer en fonction de la décision finale qui sera prise.

Pertinence : La méthodologie du système canadien de compensation est susceptible d'avoir de très importantes répercussions sur le secteur canadien de l'énergie renouvelable.

Analyse : L'application d'une méthodologie simplifiée, par exemple l'utilisation des émissions des centrales au gaz naturel à cycle combiné comme paramètre uniforme de réduction des émissions, pourrait créer un écart entre l'inventaire national et les réductions d'émissions réelles. De plus, une telle méthodologie ne tient pas compte des

différences régionales sur le plan des types de source remplacés par les projets d'énergie renouvelable.

Documentation : *Traitement des investissements en énergie propre en vertu de la politique régissant les grands émetteurs finaux*, 12 mars 2004.

Sites Web : <http://www.climatechange.gc.ca/francais/offsets/>.
<http://www.nrcan-rncan.gc.ca/lfeg-ggef/Francais/ggef_fr.htm>.

Personne-ressource : Judith Hull, Environnement Canada; tél. : (819) 994-6128; courriel : <Judith.Hull@ec.gc.ca>.

Protocole TEAM de déclaration des GES dans le cadre des SAGES

Description : La mission des Mesures d'action précoce en matière de technologie (TEAM) consiste à investir dans la démonstration de technologies et dans les derniers stades de la mise au point de mesures d'intervention précoce visant à réduire les émissions de GES (ou à accroître leur suppression) à l'échelle nationale et internationale, tout en soutenant le développement économique et social. Dans son plan opérationnel et son cadre de gestion, l'équipe des TEAM s'est engagée à faire rapport du rendement technique des projets financés par le programme et des possibilités de réduction des GES qu'offrent ces projets. On utilise le protocole des Systèmes d'appréciation des gaz à effet de serre (SAGES) comme base — sur le plan du processus, des exigences générales et des directives — pour l'élaboration et l'évaluation des processus du promoteur d'un projet et de la documentation que celui-ci présente pour prouver ses affirmations sur le rendement et pour évaluer le potentiel d'atténuation des GES du projet.

Méthodologie : Le programme SAGES renvoie au plan relatif aux GES dans le cadre duquel un projet est élaboré pour l'obtention de directives précises sur les méthodes de calcul. Si aucune méthode n'est prescrite, il recommande le recours au Protocole des GES du WRI ou l'application des méthodologies approuvées par le Conseil exécutif du MDP (voir plus haut les sections portant sur le WRI et le MDP).

Pertinence : Ce protocole sert à quantifier les avantages environnementaux des programmes gouvernementaux au Canada.

Documentation : *Exigences et directives relatives aux Systèmes d'appréciation des gaz à effet de serre (SAGES)*, janvier 2004 (voir le site Web).

Site Web : <http://www.climatechange.gc.ca/francais/publications/team_smart/>.

Personne-ressource : Thomas Baumann, Ressources naturelles Canada;
tél. : (613) 943-5913; courriel :
<Thomas.Baumann@nrcan-rncan.gc.ca>.

PPEREA

Description : Le Projet pilote d'élimination et de réduction des émissions et d'apprentissage (PPEREA) est une initiative fédérale menée dans le cadre du Plan du Canada sur les changements climatiques. Il est conçu pour offrir au secteur privé, aux organismes et aux particuliers une incitation économique à passer immédiatement à l'action et à réduire leurs émissions de GES (c.-à-d., avant qu'un programme obligatoire d'échange de droits d'émission ne soit mis en place). À titre de projet pilote, il a aussi pour but d'aider les instances gouvernementales et les organisations du secteur privé à faire l'apprentissage et à acquérir une meilleure compréhension des divers éléments importants d'un système d'échange de droits d'émission, mécanisme dont la mise en place aidera de façon décisive le Canada à atteindre ses objectifs dans le domaine des changements climatiques. La mise en œuvre du PPEREA est basée sur la diffusion de demandes de propositions portant sur certaines activités pouvant créer des crédits compensatoires. La dernière demande de propositions diffusée en 2004 portait sur les projets d'énergie renouvelable.

Méthodologie : La méthodologie du PPEREA n'était pas décrite dans le document de référence précédent de la CCE. Elle a fait l'objet d'un exposé lors de l'atelier de 2003 tenu à Washington, mais les méthodes de calcul n'y ont pas été décrites en détail. La quantification des crédits compensatoires est basée sur un **modèle de répartition** exclusif mis au point par la firme ICF Consulting.

La firme ICF utilise son modèle *Integrated Planning Model* (IPM, Modèle de planification intégrée) pour déterminer l'ordre de répartition de la production en fonction du niveau des unités et du type de capacité; cet ordre de répartition permet de calculer des coefficients d'émission. Le modèle IPM est un modèle détaillé d'établissement des coûts techniques et économiques de l'expansion de la capacité et de la production dans le secteur de l'électricité, qui tient simultanément compte des conditions des marchés de l'électricité et des combustibles ainsi que du marché environnemental. Il permet de déterminer la façon la plus économique de satisfaire à la demande d'électricité dans le réseau (paramètre fourni par l'utilisateur) tout en respectant diverses contraintes applicables à la période à l'étude. Il s'agit d'un modèle multirégional qui modélise la demande, la production et le transport d'électricité dans chaque région, de même que le réseau de transport qui relie les régions contiguës. Aux États-Unis, ces régions sont les 26 régions du NERC (à l'exclusion de l'État d'Hawaii). Le modèle simule la production marginale mensuelle totale dans chaque province du Canada pour les années 2004 à 2007.

La production marginale correspond à l'électricité produite par la dernière unité (la plus coûteuse) qui est répartie à des périodes différentes de la journée. La courbe temporelle de la charge peut être adaptée pour tenir compte de périodes de temps en fractions progressives jusqu'à concurrence des 8 760 heures d'une année. Par exemple, si le modèle prédit que la production marginale est constituée à 40 % d'électricité des centrales au charbon, à 30 % d'électricité des centrales au gaz et à 30 % d'électricité importée, l'intensité des émissions marginales correspond à [t

CO_2/MWh] = [0,4 X t $C0_2$/$MWh_{charbon}$] + [0,3 X t $C0_2$/MWh_{gaz}] + [0,3 X t $C0_2$/$MWh_{importations}$]. Le tableau A5 présente les coefficients d'émission provinciaux calculés par le modèle pour l'année 2005.

Le modèle prévoit que l'électricité produite à partir de gaz de décharge, de bois et de résidus de bois est marginale pendant les mois d'été dans plusieurs provinces. Par conséquent, selon la politique adoptée pour l'accès des sources renouvelables au réseau, des sources existantes d'électricité renouvelable pourraient être remplacées par de nouvelles sources renouvelables.

Tableau A5 Volume mensuel d'émissions évitées (t CO_2/MWh) pour 2005

	Province							
Mois	**C.-B.**	**Alb.**	**Sask.**	**Man.**	**Ont.**	**Qc**	**N.-É.**	**N.-B./Î.-P.É.**
Janv.	0,41	0,44	1,53	1,02	0,00	0,04	0,51	0,81
Fév.	0,47	0,43	1,54	1,02	0,46	0,04	0,59	0,8
Mars	0,41	0,47	1,46	1,02	0,98	0,00	0,29	0,75
Avr.	0,04	0,42	0,00	1,02	1,16	0,04	0,42	0,75
Mai	0,04	0,43	0	1,02	1,11	0,04	0,81	0,75
Juin	0,04	0,47	1,54	1,02	1,14	0,04	0,81	0,77
Juil.	0,04	0,58	1,54	1,02	1,08	0,04	0,82	0,77
Août	0,04	0,62	1,54	1,02	0,97	0,04	0,81	0,79
Sept.	0,05	0,48	0,00	1,02	0,03	0,05	0,52	0,81
Oct.	0,05	0,43	1,54	1,02	1,05	0,04	0,51	0,81
Nov.	0,01	0,44	0,41	1,02	0,00	0,04	0,49	0,81
Déc.	0,3	0,45	0,41	0,00	0,00	0,00	0,51	0,81

Pertinence : Il est difficile de déterminer avec précision les répercussions que pourrait avoir le PPEREA. Pour l'instant, il semble que le système canadien de compensation n'adoptera pas la méthodologie de ce projet pilote. Dans le cadre de la RGGI, on utilise le modèle de la firme ICF pour déterminer les effets du plafonnement des émissions et l'on pourrait choisir d'appliquer le même modèle à la quantification des réductions d'émissions attribuables aux sources d'énergie renouvelable.

Analyse : Le modèle de la firme ICF est l'un de ceux que la CCE devrait envisager pour ses travaux. Les données mensuelles sur la répartition conviennent bien pour les besoins d'une méthodologie nord-américaine.

Documentation : Voir le site Web.

Site Web : http://www.ec.gc.ca/PERRL/home_f.html.

Personnes-ressources : Robin James, PPEREA, Environnement Canada;
tél. : (819) 953-4820; courriel : <Robin.James@ec.gc.ca>.
Skip Willis, Duncan Rotherham, ICF Consulting;

tél. : (416) 341-0382.

Système ontarien d'échange de droits d'émission de NO_x et de SO_2

Description : La province de l'Ontario a créé une réserve en vue de l'échange de droits d'émission pour les projets d'économie d'énergie et d'énergie renouvelable.

Méthodologie : Les coefficients représentatifs des émissions pendant les périodes diurne et nocturne en Ontario ont été prédéterminés (voir le tableau A6). Les valeurs présentées ci-dessous sont celles de l'an 2000; les coefficients doivent être calculés pour chaque heure de la journée, en fonction de l'électricité économisée ou produite durant cette heure, et en fonction de la saison :

Tableau A6 Coefficients d'émission de NO_x et de SO_2

Intensité des émissions de NO_x (kg/MWh)

Période	Jour	Nuit
Hiver 1	1,3	1,1
Printemps	1	0,8
Été	1,1	1
Automne	1,2	1,1
Hiver 2	1,3	1,1

Intensité des émissions de SO_2 (kg/MWh)

Période	Jour	Nuit
Hiver 1	5	4
Printemps	3	2
Été	4	3
Automne	3,5	2,5
Hiver 2	5	4

Les coefficients d'émission sont périodiquement corrigés en fonction des changements survenant dans le réseau de la province, mais ils n'ont pas été mis à jour depuis l'an 2000. Ils sont calculés selon une méthode simplifiée de répartition marginale : on tient compte uniquement des centrales au charbon et l'on détermine l'apport de celles-ci dans la production marginale en fonction de facteurs de charge saisonniers (coefficients de capacité des centrales). On modifie les coefficients pour les périodes diurne et nocturne à partir de l'information sur la nature des centrales qui sont marginales durant ces périodes. On emploie également des coefficients d'émission différents pour chaque installation, en fonction des émissions réelles de chacune.

Pertinence : Même si elle représente une possibilité intéressante pour les besoins de la CCE, la méthodologie ne semble guère avoir d'incidences sur les autres initiatives canadiennes de quantification des réductions d'émissions de GES imputables aux sources d'énergie renouvelable.

Analyse : La méthode d'obtention des coefficients est très commode et le Groupe de travail de la CCE devrait envisager de l'adopter. La méthodologie tient compte des variations quotidiennes et saisonnières dans les activités du réseau lui-même et dans la nature des sources remplacées, ce qui permet de comptabiliser, par exemple, les différences entre les centrales solaires et éoliennes sur le plan de la production.

Documentation : *Ontario Emissions Trading Code*, Direction des politiques atmosphériques et du changement climatique, ministère de l'Environnement de l'Ontario, janvier 2003.

Site Web : http://www.ene.gov.on.ca/envision/air/etr/

Personne-ressource : John Hutchison, conseiller principal en politiques, Direction des politiques atmosphériques et du changement climatique, ministère de l'Environnement, Toronto (Ont.); tél. : (416) 314-6789; courriel : <john.hutchison@ene.gov.on.ca>.

Achat d'électricité verte par le gouvernement fédéral

Description : Le gouvernement fédéral du Canada a pour objectif d'acheter 20 % de son électricité auprès de sources renouvelables d'ici le 31 mars 2006. Les réductions d'émissions de CO_2 sont transférées au gouvernement par ces contrats d'achat.

Méthodologie :

a) Alberta/ENMAX

Le gouvernement a utilisé des données sur la consommation totale d'électricité en Alberta, ainsi que des données de 1997 relatives à la production horaire et aux émissions de CO_2 des centrales à combustibles fossiles possédées par les services publics. Des coefficients d'émission ont été établis pour chacune des centrales au charbon, au gaz naturel et au pétrole (diesel) des services publics. Le coefficient d'émission moyen de CO_2 pour 1997 dans le réseau électrique albertain était de 0,86 t/MWh; il a été calculé à partir de la moyenne de la production réelle de chaque centrale pour chaque heure de l'année. On refait le calcul tous les ans en utilisant les données sur la production de l'année précédente. Les exportations d'électricité ne sont pas exclues du calcul; la méthodologie présuppose que les émissions associées à l'électricité exportée sont attribuées à l'Alberta. Selon le même principe, on a attribué un coefficient d'émission nul à une centrale à combustible fossile de la Colombie-Britannique qui fournit de l'électricité à l'Alberta. La méthodologie a été approuvée par le Projet pilote d'échange de réductions d'émissions de gaz à effet de serre (PEREG), qui a pris fin en 2002.

b) Demande de propositions pour l'achat d'électricité verte en Ontario

On a calculé des coefficients d'émission de CO_2 pour les diverses saisons et pour les périodes diurne et nocturne en Ontario (voir le tableau A7). Le gouvernement se réserve le droit de mettre les coefficients à jour tous les ans. La méthodologie est la même que

celle servant à déterminer les coefficients d'émission marginaux en Ontario pour les émissions de NO_x et de SO_2 évitées grâce à la production d'énergie renouvelable (voir la section précédente).

Tableau A7 Coefficients d'émission pour les achats fédéraux d'électricité verte en Ontario

Intensité des émissions de CO_2 (kg/MWh)				
Période	Nombre d'heures de la période diurne (de 7 h à 18 h 59)	Coefficient de remplacement, période diurne (kg/MWh)	Nombre d'heures de la période nocturne (de 19 h à 6 h 59)	Coefficient de remplacement, période nocturne (kg/MWh)
Hiver 1 (du 1er janvier au 1er mars)	720	990	720	838
Printemps (du 2 mars au 31 mai)	1 092	762	1 092	609
Été (du 1er juin au 30 septembre)	1 464	838	1 464	762
Automne (du 1er octobre au 30 novembre)	732	914	732	838
Hiver 2 (du 1er décembre au 31 décembre)	372	990	372	838

Pertinence : Cette approche est l'une de plusieurs façons de procéder que l'on adopte dans le cadre des initiatives fédérales. Il est impossible de savoir laquelle des approches l'emportera.

Documentation : Documentation du Projet pilote d'échange de réductions d'émissions de gaz à effet de serre (PEREG) : *Green Power Sale by Enmax, and Purchase by Her Majesty in Right of Canada (as represented by Environment Canada and Natural Resources Canada), with Assignment and Transfer of CO_2 Emission Reductions*. Le 22 février 2000 (disponible sur le site Web du PEREG).
REQUEST FOR PROPOSAL (to purchase 90 GWh of green power in Ontario). Travaux publics et Services gouvernementaux Canada, annexe A, 1er octobre 2003.

Analyse : La méthodologie est plus simple que le modèle actuellement utilisé par le PPEREA, mais elle est plus précise que le coefficient basé sur une technologie de substitution présentement suggéré pour le système canadien de compensation (voir les sections précédentes). Le Groupe de travail de la CCE aura à déterminer si une

approche ne faisant pas appel aux coefficients d'émission marginaux est suffisamment précise pour ses besoins.

Sites Web : http://www2.nrcan.gc.ca/es/erb/erb/francais/View.asp?x=464
www.gert.org

Personne-ressource : M. Leslie Welsh, chef, Section des énergies soutenables, Direction du pétrole, du gaz et de l'énergie, Environnement Canada, Hull (Québec); tél. : (819) 953-1127; courriel : Leslie.Welsh@ec.gc.ca.

Autres initiatives canadiennes

Certains services publics ont mis en place des programmes de commercialisation d'électricité verte. En général, ils adoptent une approche basée sur la moyenne du réseau pour calculer les réductions d'émissions de GES imputables aux sources d'énergie renouvelable. La BC Hydro utilise un coefficient de substitution de 0,36 t/MWh.

Le gouvernement fédéral verse une incitation à la production d'énergie éolienne de 1 cent par kilowatt-heure. Les réductions d'émissions dans le cadre de ce programme sont calculées à partir d'un coefficient de 1,15 t/MWh.

* * *

Annexe 2 Comparaison des méthodologies de calcul

Tableau A2-1 Caractéristiques clés des différentes approches et contextes favorables à leur application (*Tellus Institute*, 2001)

Méthode	Avantages	Inconvénients	Contexte favorable à l'application
Moyenne du réseau - *Moyenne annuelle* - *Moyenne du temps d'utilisation* - *Moyenne excluant les installations à charge de base connues*	• Très simple et relativement peu coûteuse • Prévisible (variation annuelle limitée), même si l'on adopte une approche *ex post* • Sans ambiguïté; ne nécessite pas l'exercice d'un jugement	• Pondération en faveur des installations à charge de base à faible coût (hydroélectricité, nucléaire, charbon) qui sont les moins susceptibles d'être remplacées par un nouveau projet (dans les réseaux traditionnels à répartition centrale) • Dans de tels réseaux, la moyenne représente une mesure imprécise de la production d'électricité évitée • L'exclusion de la charge de base de la moyenne nécessite l'exercice d'un jugement pour l'établissement des seuils	• Réseaux déréglementés dans lesquels la répartition stratégique conduit à un système où il n'y a pas de définition claire des centrales à charge de pointe et à charge de base • Situations dans lesquelles les autres méthodes sont jugées trop coûteuses ou difficiles à appliquer (disponibilité des données) • Petits projets où les coûts de transaction doivent demeurer bas
Marge opérationnelle - *TEMMPA* - *TEMMPA, temps d'utilisation* - *Modélisation de la répartition*	• En principe, elle est plus précise que la méthode de la moyenne du réseau • Le TEMMPA pour le temps d'utilisation représente facilement les effets des projets à courbe de charge variable (p. ex., déplacement de la charge et production intermittente)	• Peut nécessiter l'obtention de données confidentielles sur la répartition • L'approche du TEMMPA attribue certaines émissions aux centrales à charge de pointe et intermédiaire, même pour les projets à charge de base • Il est difficile de déterminer les véritables sources marginales dans les réseaux où la production hydroélectrique prédomine • Présuppose un effet nul sur l'expansion du réseau	• Réseaux traditionnels à répartition centrale • Petits projets qui sont moins susceptibles d'influer sur les nouveaux aménagements • Grands projets dans un contexte de capacité excédentaire • Projets à courbe de charge variable
Marge récemment construite et marge combinée - *Technologie de substitution* - *Niveau de référence pour les ajouts récents/prévus* - *Optimisation/ modélisation de la répartition*	• Méthode pouvant être simple, peu coûteuse à mettre au point et à administrer • Sensible aux niveaux de référence prévisibles fixes et *ex ante* • Les approches combinées (modélisées) peuvent rendre compte des effets sur les deux types de marge	• Il peut être difficile d'évaluer et de vérifier la marge récemment construite • Présuppose que la totalité des effets s'exerce sur l'expansion du réseau • La marge récemment construite peut subir des changements rapides en raison de la variation du prix des combustibles, ainsi que dans le cas des grands projets individuels	• Valeur de capacité élevée des installations de production (MW) • Projets de longue durée • Petits projets où les coûts de transaction doivent demeurer bas • Réseaux faisant face à des contraintes d'approvisionnement

TEMMPA : taux d'émission marginal moyen pondéré annuel, basé sur le profil de charge annuel.
Temps d'utilisation : périodes exactes de fonctionnement de chaque installation.

Tableau A2-2 Avantages et inconvénients des diverses méthodologies

	Moyenne du réseau (MO1)	**Moyenne excluant les installations à faible coût/ à marche prioritaire (MO2)**	**Analyse décrémentielle de la répartition (MO3)**	**Simulation de modèle de répartition (MO4)**
Précision	Faible	Meilleure	Supérieure, mais il peut être difficile de déterminer les véritables sources marginales dans les réseaux où la production hydroélectrique prédomine	Dépend des hypothèses
Disponibilité des données (commodité)	Grande	Grande	Limitée; les données peuvent être considérées comme confidentielles	Disponibilité limitée du modèle
Rapport coût-efficacité	Élevé	Élevé	Peut être élevé pour les grands projets d'économies de charge de pointe si l'on adopte une approche basée sur le temps d'utilisation	Utilisations du modèle susceptibles d'être coûteuses; méthode réalisable uniquement si le projet et les crédits en cause sont très importants
Applicabilité générale	Élevée	Élevée	Limitée	Faible
Transparence	Élevée	Élevée; cependant, les décisions quant aux installations à exclure introduisent un jugement et un biais potentiel	De moyenne à élevée, si les calculs sont clairement présentés	Faible, étant donné que les résultats dépendent de paramètres de modèle détaillés et souvent mal documentés
Prudence (par rapport aux méthodes MO3 et MO4, plus précises)	Non, particulièrement pour les réseaux comptant une forte proportion d'anciennes centrales à combustibles fossiles; dans les réseaux comptant beaucoup d'installations à faible coût, possibilité de facteur dissuasif des investissements	Doit être déterminée au cas par cas	S/O	S/O
Uniformité	Élevée	Élevée (à condition que l'on adopte des définitions communes concernant les installations à exclure)	Élevée, à condition que les données soient adéquates	Élevée, à condition que les modèles soient bien étalonnés en fonction des circonstances réelles
Reproductibilité	Élevée	Élevée	Élevée si l'on peut avoir accès aux données nécessaires	Moyenne (uniquement si l'on peut avoir accès aux modèles)

MO : marge opérationnelle.

Source : Kartha, Sivan, et Michael Lazarus, *Practical Baseline Recommendations for Greenhouse Gas Mitigation Projects in the Electric Power Sector* (document d'information de l'OCDE et de l'AIE). SEI-Boston/Tellus Institute, en collaboration avec Martina Bosi, Agence internationale de l'énergie, mai 2002.

Annexe 3 Quelques réflexions et plan de travail suggéré

Quelques réflexions et commentaires concernant la reconstitution du Groupe de travail sur l'élaboration d'une méthodologie commune de quantification des avantages environnementaux de la production d'électricité à partir de sources renouvelables

THÈSE 1 – L'élaboration d'une méthodologie commune est un besoin impérieux.
Bien des gens avec lesquels je me suis entretenu ont confirmé leur intérêt pour ces travaux. Actuellement, de nombreux organismes, gouvernements et groupes différents travaillent sur des aspects liés à nos travaux ou tentent eux-mêmes de mettre au point une méthodologie convenue d'un commun accord. Mentionnons, à titre d'exemples, les gouvernements nationaux qui tentent d'établir et de perfectionner leurs inventaires des émissions de carbone, le Conseil exécutif du MDP, le gouvernement de l'Inde ainsi que le WRI.

Commentaires :
Kerri Henry, Environnement Canada : « Le Canada collabore également avec différents programmes de financement gouvernemental afin d'uniformiser les méthodes. On s'emploie à faire en sorte que les promoteurs et responsables des projets prennent les options en considération et indiquent clairement leur façon de procéder. Nous essayons aussi d'uniformiser dans une certaine mesure les écrits administratifs, mais nous ne nous attendons pas à ce que tous les groupes adoptent une méthodologie commune (ce qui ne veut pas dire que nous n'allons pas travailler avec eux en ce sens). »
Jim McConnach, IEEE : « Pour les thèses 1 et 2, à mon avis, il est plus important de déterminer quelles méthodologies permettent de respecter des normes de rendement reconnues à l'échelle mondiale sur le plan de la qualité, de la certitude et de la précision, et l'on peut laisser les promoteurs choisir la méthodologie la plus efficace en fonction des coûts et la plus appropriée par rapport à la technologie du projet et à son contexte. »

THÈSE 2 – Une méthodologie commune finira par être adoptée, que nous participions ou non à son élaboration.
La question n'est pas de savoir si nous avons besoin d'une méthodologie commune, mais bien de savoir si nous voulons participer à son élaboration. Le besoin de disposer de cette méthodologie a été clairement établi et il ne s'agit pas de savoir SI elle sera mise au point, mais bien QUAND et PAR QUI. S'il importe que nous participions, nous devrions intervenir DÈS MAINTENANT. La CCE se trouve dans une situation unique qui lui permet de faciliter ces travaux à l'échelle nord-américaine et, peut-être, d'étendre la portée des activités déjà entreprises par le WRI. La constitution d'un centre d'information pourrait être utile, mais n'a pas de rapport direct avec le besoin d'une méthodologie commune ni avec les possibilités qui s'offrent à la CCE d'en favoriser la mise au point.

THÈSE 3 – Ces travaux ont une portée qui dépasse le domaine de l'énergie renouvelable.
Comme l'affirmait la CCE à l'origine, ces travaux ne portent pas uniquement sur l'énergie renouvelable, mais aussi sur l'efficacité énergétique, la cogénération de

chaleur et d'électricité, les piles à combustible, les effets de la production répartie et toute autre activité qui entraîne le remplacement d'une source de production au sein du réseau. Nous ne devons pas nous concentrer uniquement sur une application, et le fait de tirer des enseignements des initiatives et pratiques existantes dans d'autres domaines pourrait nous faciliter la tâche.

Commentaires :
Kerri Henry, Environnement Canada : « Je suis d'accord. Si nous allons au-delà du domaine de l'énergie renouvelable, il y a aussi un beaucoup plus grand nombre de programmes qui sont déjà en cours. »
Jim McConnach, IEEE : « Je suis d'accord. »

THÈSE 4 – Ces travaux ont une portée qui ne se limite pas à l'Amérique du Nord.
Certes, nous voulons pouvoir déterminer précisément les avantages environnementaux de l'énergie renouvelable dans le réseau électrique nord-américain, mais la question devient beaucoup plus vaste si l'on songe aux applications de ces travaux, par exemple les crédits compensatoires d'émissions de CO_2 et les autres types de réductions d'émissions qui peuvent conduire à des échanges de droits d'émission par-delà les frontières nationales et les continents. Il faudrait tenir compte de mécanismes tels que le MDP institué en vertu du Protocole de Kyoto dans le cadre des travaux futurs; il faudrait établir des liens avec les groupes de travail associés au Protocole et peut-être avec d'autres mécanismes internationaux.

Commentaires :
Kerri Henry, Environnement Canada : « Le Canada envisage d'emboîter le pas aux autres intéressés à l'échelle internationale – application des normes ISO pour la vérification, systèmes d'échange de droits d'émission de l'Union européenne, etc. – car il doit pouvoir faire des échanges avec les États parties au Protocole de Kyoto. »
Jim McConnach, IEEE : « Je suis d'accord. »

THÈSE 5 – Des méthodologies différentes POURRAIENT être appropriées dans des champs d'application différents.
Il y a quatre grands domaines dans lesquels on doit quantifier les avantages environnementaux :

- Les **programmes gouvernementaux** portant entre autres sur l'achat d'électricité verte ou l'efficacité énergétique.
- Les **inventaires de carbone** à l'échelle nationale, régionale ou municipale, ou à l'échelle des entreprises. La comptabilisation du carbone revêt de plus en plus d'importance, non seulement pour l'observation du Protocole de Kyoto, mais aussi pour la gestion des risques et les niveaux de référence liés au carbone. Il serait peut-être souhaitable que la comptabilisation soit compatible aux différents échelons, de telle sorte que les données conservent leur valeur si elles sont regroupées à un échelon supérieur.
- Les **systèmes de compensation et d'échange de droits d'émission** établis en application du Protocole de Kyoto ou dans le cadre de programmes analogues, par exemple l'initiative régionale de lutte contre les gaz à effet de serre menée par les États de la région Nord-Est des États-Unis.
- L'**échange de certificats d'énergie renouvelable.** Des registres régionaux transfrontaliers sont mis sur pied tant dans la région Est que dans la région Ouest

(*Western Renewable Energy Generation Information System* – Système d'information sur la production d'énergie renouvelable de la région Ouest des États-Unis). Ces registres sont le fondement des échanges internationaux d'électricité verte et des avantages environnementaux connexes.

Il pourrait être (ou ne pas être) avantageux de sélectionner des systèmes différents de comptabilisation pour :

a) les inventaires (programmes environnementaux et inventaires de carbone);
b) les échanges (p. ex., crédits compensatoires et certificats).

Cela donnerait à penser qu'il existe des paradigmes différents dans chacun des deux domaines : les échanges visent essentiellement à uniformiser les règles du jeu, mais aussi à encourager les comportements et les investissements respectueux de l'environnement. Les inventaires ont simplement pour objet de déterminer la valeur et l'effet « véritables » d'une mesure. Il y a des cas intéressants dont on peut tirer des enseignements, tels que les marchés d'allocations d'émissions qui existent depuis longtemps en Amérique du Nord. Ainsi, le système d'échange américain de droits d'émission de SO_2 est un exemple à ne pas suivre dans le domaine de l'énergie renouvelable, car les avantages associés aux allocations étaient beaucoup trop minimes pour encourager la participation aux marchés. Par contre, les marchés américains de droits d'émission tant de NO_x que de SO_x ont assuré l'intégration de sources d'énergie renouvelable en établissant des volumes fixes d'émissions évitées par mégawatt-heure qui étaient faciles à calculer et applicables partout dans un même bassin atmosphérique. Il faudrait prendre de tels éléments en considération lors de l'élaboration d'une approche commune à l'égard des avantages environnementaux en général, et les gestionnaires de programme ou les consultants pourraient peut-être apporter une contribution très utile dans ce domaine.

Commentaires :

Kerri Henry, Environnement Canada : « Les programmes gouvernementaux ont une foule d'objectifs différents. Certains visent évidemment à soutenir des projets qui réduisent les émissions, mais d'autres pourraient avoir un autre but et soutenir des technologies nouvelles de réduction même si, au stade préliminaire, les projets n'occasionnent aucune réduction (et pourraient peut-être même engendrer des augmentations). Technologies du développement durable Canada (TDDC) est l'un de nos programmes de financement les plus importants; il vise à aider les nouvelles technologies à accéder au marché. Nous ne voudrions pas qu'une méthodologie de calcul des avantages soit à ce point rigoureuse qu'elle ait un effet dissuasif.

« Le but de tous les programmes gouvernementaux et projets de compensation est de réduire le volume des émissions et d'accroître les réductions. On ne vise pas à faire en sorte que toutes les initiatives et tous les projets soient intégrés à un système d'échange précis. Il faut veiller à ce que la quantification ne représente pas un fardeau trop lourd, en élaborant par exemple des protocoles différents au sein d'une même méthodologie pour les petits projets, les projets d'échange, etc. En ce qui concerne les inventaires, il est inutile d'estimer des niveaux de référence basés sur des scénarios de maintien du statu quo. »

Jim McConnach, IEEE : « J'appuie la thèse 5 en ce sens que des technologies et programmes différents auront vraisemblablement besoin de méthodologies différentes. Il n'existe pas une méthodologie universellement applicable; cependant, comme je l'indiquais plus tôt, dès lors que les approches différentes respectent des normes de rendement mutuellement convenues sur le plan de la qualité, de la certitude et de la précision, il existe une liberté de choix qui n'empêche pas d'obtenir un degré raisonnable

d'uniformité et de crédibilité des résultats. Ce dernier facteur est une condition indispensable de la viabilité des marchés de GES.»

Namat Elkouche, Ressources naturelles Canada : « Dans le cadre des Mesures d'action précoce en matière de technologie (TEAM), nous avons élaboré un protocole relatif aux Systèmes d'appréciation des gaz à effet de serre (SAGES), et nous participons aux activités du groupe de travail sur les pratiques reconnues. Ce groupe réunit des gens chargés de divers programmes gouvernementaux, par exemple TDDC, la Fédération canadienne des municipalités, le Centre de vérification des GES, Agriculture Canada et le Projet pilote d'élimination et de réduction des émissions et d'apprentissage (PPEREA). Il me semble qu'il serait très utile, mais qu'il serait aussi difficile, de regrouper tous les programmes et tous les besoins sous l'égide d'une méthodologie unique (concernant l'énergie renouvelable ou d'autres secteurs). En effet, chaque programme a des besoins différents et des objectifs, résultats escomptés, etc., qui lui sont propres. De la même façon, les projets ont des besoins différents : certains ont pour but d'appliquer le système du MDP, alors que d'autres sont axés sur un système différent, par exemple le système de compensation (à venir). D'autre part, à mon avis, il serait utile de disposer d'une méthodologie qui nous permettrait de choisir parmi diverses méthodes de calcul des niveaux de référence (p. ex., pour le choix des niveaux de référence et l'établissement des coefficients d'émission) en fonction du système et des circonstances particulières du projet; cela permettrait de tenir compte des variations sur le plan des besoins des projets, de même que des besoins des programmes (le cas échéant) dans certaines conditions. Je crois aussi que l'élaboration de coefficients d'émission par l'entremise de la CCE serait très utile et que l'intégration, comme on l'a suggéré, de ces coefficients dans un programme accessible sur Internet abaisserait effectivement les coûts du calcul des réductions d'émissions de GES, particulièrement dans le cas des projets d'énergie renouvelable. »

Jeff King, *Northwest Energy and Conservation Council* : « Relativement à la première et à la cinquième des six thèses, je ne vois pas clairement la nécessité d'établir des méthodologies communes, sauf dans le cas d'applications précises. Par ailleurs, il est peut-être préférable, pour l'instant, d'encourager l'innovation et de ne pas imposer l'adoption d'une méthodologie en particulier, sauf pour les applications courantes qui ont des répercussions juridiques ou économiques. Même dans le cas de ces applications, il ne faudrait pas décourager l'innovation. »

THÈSE 6 – L'adoption d'une méthodologie commune sera une décision politique et non pas scientifique.

Lorsqu'on en vient à examiner les détails, il est presque impossible de déterminer les avantages RÉELS de la production d'énergie renouvelable. Même si la façon probablement la plus précise de quantifier les avantages immédiats consiste à déterminer la production marginale évitée, cela fait abstraction d'autres aspects comme le remplacement d'autres sources de production à moyen et à long terme (marge récemment construite, p. ex., la construction de la prochaine centrale au gaz). Il pourrait aussi être très complexe et coûteux de déterminer les avantages environnementaux réels avec un maximum de précision, puisque les centrales marginales changeront au fil du temps et, à mesure que de nouvelles centrales à base d'énergie renouvelable seront intégrées au réseau, le tableau d'ensemble est susceptible de changer et il faudra peut-être réviser souvent les valeurs, éventuellement à une fréquence annuelle. Une telle pratique engendrerait de l'incertitude quant à la nature précise des avantages pouvant découler de l'énergie renouvelable et, donc, de l'incertitude chez les investisseurs quant au nombre d'allocations ou de crédits que pourrait leur procurer une installation, ou quant à la valeur des éventuels avantages additionnels. Il est souhaitable de disposer d'une méthodologie produisant des résultats qui pourront demeurer valides pendant une longue période, à tout le moins en ce qui concerne les marchés des crédits et des allocations.

Commentaires :

Jim McConnach, IEEE : « Il serait possible de reformuler la thèse 6 pour faire référence au choix de méthodologies qui satisfont à des normes de rendement reconnues à l'échelle internationale sur le plan de la qualité, de la certitude et de la précision. Cela pourrait laisser une plus large place à la science et aux considérations d'ordre pratique dans la prise des décisions, bien qu'il soit vraisemblablement impossible d'écarter toute influence de la politique. »

Plan de travail suggéré pour 2004

1. Les membres du Groupe de travail reconfirment leur intérêt à l'égard du processus et invitent d'autres participants à se joindre à eux.
2. Fixer des priorités pour les travaux; par exemple, se concentrer d'abord sur les MARCHÉS, puis sur les INVENTAIRES, ou créer deux groupes respectivement chargés de ces champs d'application en vue de déterminer s'il nous faut UNE ou DEUX méthodologies.
3. Poursuivre les travaux amorcés dans le document de référence précédent et décrire les nouvelles initiatives nationales et internationales, par exemple les considérations méthodologiques qui découlent des travaux du Groupe des méthodologies du MDP, les marchés existants et nouveaux d'échange de droits d'émission, etc. (voir ci-dessous).
4. Repérer un plus grand nombre d'intervenants clés et d'initiatives existantes, et assurer un réseautage avec eux.
5. Se réunir de nouveau cette année pour discuter des étapes à venir.
6. Étoffer le site Web de la CCE en y incorporant le document de référence, de même que des liens vers les initiatives clés avec lesquelles nous voulons collaborer.

Commentaires :

Kerri Henry, Environnement Canada : « Je présume que les inventaires dont il est question sont des inventaires nationaux. Puisqu'il existe déjà des règles internationales à cet égard, il me semble que la priorité devrait être accordée au domaine des échanges. S'il est question d'inventaires relatifs à des entreprises ou à des projets, l'uniformité pourrait être utile — particulièrement pour les multinationales — mais les exigences nationales liées au Protocole de Kyoto continueront d'être prédominantes. Peut-être devrait-on se concentrer sur la détermination des différences entre les méthodes? »

Jim McConnach, IEEE : « Au sujet du plan suggéré, le Groupe de travail de l'IEEE sur la norme P1595 serait enchanté de participer à la poursuite des travaux jusqu'à ce qu'ils soient concrètement menés à terme. L'IEEE apporterait aux travaux la valeur et la crédibilité d'un organisme de normalisation qui est reconnu à l'échelle internationale (qui a des liens étroits avec la Commission électrotechnique internationale) et qui possède de solides antécédents d'élaboration de normes de rendement dans le secteur de l'électricité. Le financement est un obstacle à la participation de la plupart des membres du Groupe de travail, y compris moi-même, à des réunions ou à des ateliers, puisque nous sommes tous des bénévoles indépendants. Toutefois, il est possible d'obtenir beaucoup de résultats en ayant recours à Internet, et je suis heureux à la perspective de travailler en collaboration avec la CCE et le WRI/WBCSD à cette entreprise d'une grande utilité. »

Annexe 4 Regard critique sur la marge récemment construite

Habituellement, on détermine la marge récemment construite soit en adoptant une technologie de substitution — dans bien des cas, le gaz naturel à cycle combiné — soit en calculant les émissions moyennes des centrales ajoutées au cours des cinq dernières années ou des centrales les plus récentes représentant 20 % de la production totale du réseau. On pourrait aussi la déterminer à partir des ajouts prévus de centrales si l'on dispose des renseignements voulus. Toutes ces approches présentent d'importantes lacunes, comme nous le verrons ci-dessous.

Représentativité des centrales : En Ontario, la politique énergétique est devenue l'un des principaux sujets d'actualité dans la foulée de la panne générale de 2003. L'Ontario planifie de réactiver plusieurs centrales nucléaires et de construire des centrales additionnelles, et a fixé des objectifs de 2 700 MW pour les projets d'énergie renouvelable à incidences limitées et de 5 % pour l'amélioration de l'efficacité énergétique. Parallèlement à cela, la province veut fermer des centrales au charbon représentant une production de plusieurs milliers de mégawatts. Ainsi, la combinaison des mesures envisagées entraînera un remplacement de l'électricité produite à partir de charbon dans le réseau. Si l'on calculait la marge récemment construite en se basant sur les ajouts prévus de centrales, on obtiendrait des résultats entièrement erronés parce que les centrales nucléaires représenteraient une proportion importante des ajouts, mais l'électricité produite par ces centrales ne serait pas remplacée par celle provenant des sources d'énergie renouvelable. De la même manière, si l'on utilisait la proportion de 20 % des centrales les plus récentes ou les cinq dernières construites en Ontario, on obtiendrait probablement une sous-estimation des émissions évitées, puisque ces centrales ne comprendraient pas uniquement des installations alimentées au charbon.

Le cas de l'Alberta est un autre exemple. De nouvelles centrales au charbon d'une capacité allant jusqu'à 2 000 MW pourraient être construites dans cette province d'ici 2020. Cependant, bon nombre de ces centrales remplaceront des centrales existantes d'une capacité de 890 MW dont la mise hors service est prévue au cours de la même période. Il est peu probable que l'électricité de ces centrales soit remplacée par celle des projets d'énergie renouvelable. Il serait donc nécessaire de déterminer quelles nouvelles centrales au charbon remplaceront les centrales existantes et lesquelles représenteront véritablement une capacité additionnelle et pourraient être remplacées par une mise en service accrue de centrales à base d'énergie renouvelable. De la même façon, si l'on se fondait sur la moyenne des centrales ajoutées antérieurement pour déterminer la marge récemment construite, cela pourrait comprendre certaines installations qui ne servent qu'à remplacer des centrales plus anciennes. Par conséquent, les approches simplifiées suggérées dans la méthodologie unifiée du MDP et l'ébauche de norme du WRI semblent inadéquates pour le calcul de la marge récemment construite en Amérique du Nord.

Demande croissante, stable ou décroissante : Le fait de chercher à déterminer la marge récemment construite présuppose l'existence d'une telle marge. Toutefois, il

n'existe vraiment une marge récemment construite que si la consommation d'électricité augmente. Si la consommation demeurait stable, il n'y aurait que des remplacements de centrales. Bien entendu, on pourrait alors supposer que des sources d'énergie renouvelable viendront se substituer à certaines des centrales de remplacement, mais il pourrait être plus approprié de déterminer quelles seront ces centrales d'après les retraits prévus que d'après les ajouts antérieurs de centrales. De la sorte, on pourrait aussi tenir compte du rendement prévu des installations futures, lequel pourrait être supérieur à celui des centrales construites auparavant — c'est le cas, par exemple, des centrales au charbon « propres », plus efficaces, dont on fait intensivement la promotion en Amérique du Nord.

Dans le cas d'une réduction de la demande, on peut s'attendre à ce que la construction de nouvelles centrales diminue, et que les effets des projets d'énergie renouvelable sur la marge récemment construite en fassent autant. Ces projets auraient alors des répercussions plus importantes sur la marge opérationnelle que sur la marge récemment construite.

Part de la marge récemment construite dans la marge combinée : Le problème susmentionné conduit à la formulation d'une autre critique à l'égard du concept de marge récemment construite — la question de la part que devrait représenter la marge récemment construite dans une approche de marge combinée. Dans la méthodologie du MDP, on suggère une répartition égale (50 %–50 %) entre la marge opérationnelle et la marge récemment construite pour déterminer les effets globaux de l'intégration d'installations de production d'énergie renouvelable au réseau. Or, ce partage est arbitraire et l'on pourrait faire valoir que d'autres répartitions sont plus pertinentes. Assurément, les centrales à production intermittente auront des répercussions moindres sur les nouvelles centrales ajoutées que les installations à puissance garantie. Toutefois, il est impossible de dire quelle serait la bonne répartition entre les deux marges à un quelconque moment.

Volume d'émissions évitées : On suppose souvent que la marge récemment construite est égale au coefficient d'émission de la technologie remplacée. Par exemple, si des centrales au gaz naturel à cycle combiné étaient les installations par défaut qui auraient été construites en l'absence d'un projet d'énergie renouvelable, on pourrait appliquer un coefficient de 370 kg CO_2/MWh. Cependant, cette supposition est erronée parce qu'une centrale au gaz naturel fournit surtout une électricité de pointe et ne fonctionne pas 100 % du temps. Le facteur de 370 kg/MWh s'appliquerait donc uniquement aux moments où la centrale par défaut aurait été exploitée. Puisqu'on peut s'attendre à ce que les installations de production d'énergie renouvelable soient constamment utilisées au régime maximal possible, elles remplaceront nécessairement d'autres sources à divers moments. Par conséquent, il serait nécessaire de déterminer comment la centrale par défaut remplacée aurait été utilisée de concert avec les autres centrales en l'absence du projet, et le calcul de la marge récemment construite véritable deviendrait identique au calcul de la marge opérationnelle future dans l'éventualité où la centrale par défaut aurait été construite.

Quand la marge récemment construite s'applique-t-elle? Selon la méthodologie du MDP, on applique la marge récemment construite dès le début d'un projet. Or, il se pourrait que la construction de centrales classiques additionnelles ne soit prévue que pour des années ultérieures. En outre, le projet par défaut aura une certaine durée de vie utile, par exemple 25 ans, après quoi les installations seront mises hors service et les émissions évitées deviendront nulles. Il faudrait alors déterminer de nouveau la marge récemment construite après la mise hors service, à moins que le projet d'énergie renouvelable ne soit également mis hors service dans le même délai.

Intégration de la marge récemment construite à la marge opérationnelle : La figure A4.1 illustre un scénario hypothétique présentant une courbe de charge à long terme dans une situation où la demande annuelle d'électricité augmente lentement au fil des ans. Si l'on suppose qu'une centrale au gaz naturel à cycle combiné est l'installation par défaut remplacée, on pourrait s'attendre à ce que cette centrale soit construite en 2005 si l'on décidait en 2000 que l'ajout d'une nouvelle centrale sera nécessaire pour répondre à la demande en 2005 et par la suite. Avant la mise en service de la centrale, il faudrait importer de l'électricité additionnelle pour répondre à la demande; après sa mise en service, on pourrait pendant quelques années exporter l'électricité produite correspondant à sa capacité excédentaire, les émissions connexes étant transmises à l'acheteur.

Pour déterminer la marge récemment construite, le modèle pourrait supposer que la centrale par défaut sera effectivement construite. En fait, cette hypothèse est très réaliste, car il est devenu presque impossible de construire des centrales commerciales sans la conclusion d'un accord d'achat d'électricité depuis la crise d'Enron en Amérique du Nord. Cela signifie que certaines centrales prévues ne pourront pas être remplacées par des projets d'énergie renouvelable, car elles seront construites de toute manière en raison des accords d'achat d'électricité conclus. Cependant, même si la centrale par défaut n'est pas construite et qu'elle est seulement utilisée comme valeur substitutive pour déterminer les émissions évitées de la marge récemment construite, le modèle pourrait l'incorporer en tant que centrale virtuelle qui serait exploitée de concert avec les centrales existantes et qui serait remplacée par l'ajout de projets d'énergie renouvelable lorsque sa production deviendrait marginale. Ainsi, on calculerait la marge opérationnelle future à partir à la fois des centrales existantes et de la centrale par défaut qui aurait été construite en l'absence du projet, en appliquant un modèle de répartition.

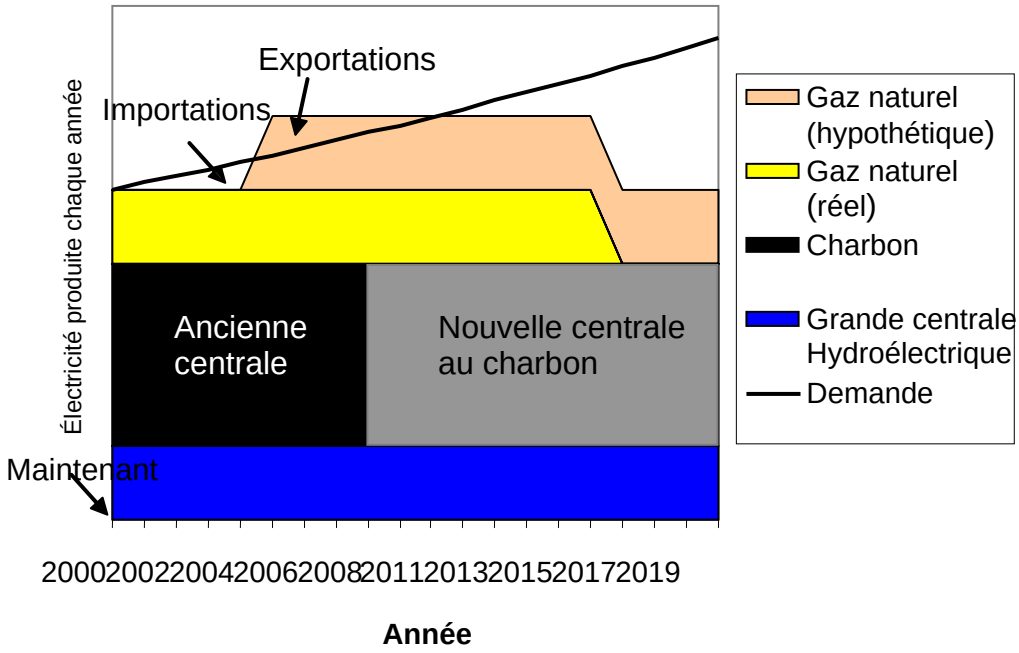

Figure A4-1 Situation hypothétique où la marge récemment construite correspond à une centrale au gaz naturel (an 2000 = maintenant)

Dans ce cas, l'existence d'un gain net ou d'une perte nette au chapitre des émissions évitées par le projet d'énergie renouvelable, comparativement à l'application de la marge opérationnelle, dépendrait de la nature de l'électricité qui aurait été importée en l'absence de l'électricité maintenant produite par des sources renouvelables: si de l'électricité produite par un grand projet hydroélectrique était importée pour combler les déficits de production, le projet remplacerait un volume plus important d'émissions que ce n'aurait été le cas si la marge récemment construite n'avait pas été appliquée. Si l'électricité importée était produite par des centrales au charbon, le projet obtiendrait en réalité moins de crédits de réduction des émissions, car on le considérerait comme remplaçant l'électricité produite par la centrale au gaz naturel hypothétique, et non pas l'électricité importée produite par des centrales au charbon.

En outre, il est clair dans ce scénario hypothétique qu'une nouvelle centrale au charbon est construite en 2008. Cependant, cette centrale ne fait que remplacer une installation plus ancienne. Par conséquent, elle réduira les émissions évitées par le projet d'énergie renouvelable aux moments où elle sera marginale, mais elle n'aura aucun effet sur la marge récemment construite. La centrale au gaz naturel existante est mise hors service en 2018. On n'a pas encore déterminé la nature des installations de production qui seront construites pour la remplacer, car on suppose que l'horizon temporel des prévisions du modèle est de dix ans.