

# COMPARAISON *des options* de production d'électricité

## Émissions de gaz à effet de serre

### Le changement climatique, un problème environnemental important ?

En 2001, le Groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a préparé un rapport sur les répercussions du changement climatique. Dans son *Résumé à l'intention des décideurs* (p. 7 et 14), le groupe d'experts estime que les impacts ci-dessous sont « probables » ou « très probables » :

- *Les précipitations seront plus intenses, avec augmentation des dommages dus aux inondations, aux glissements de terrain, aux avalanches et aux coulées de boue.*
- *Sous la plupart des latitudes tempérées, les étés seront plus secs dans les zones continentales intérieures, avec risques associés de sécheresse.*
- *Lors des tempêtes tropicales, il y aura augmentation de l'intensité maximale des vents ainsi que de l'intensité des précipitations moyennes et de pointe.*
- *Dans plusieurs régions, il y aura des sécheresses et inondations plus intenses associées au phénomène El Niño.*
- *Dans les régions tempérées et tropicales d'Asie, l'élévation du niveau de la mer et l'augmentation de l'intensité des tempêtes tropicales déplaceront des dizaines de millions de personnes habitant les basses terres côtières.*

*(traduction libre)*

Au Canada, comme dans tout pays au climat nordique, on s'attend à ce que les changements climatiques se produisent extrêmement rapidement (selon le scénario *business-as-usual*). Cela signifie que les écosystèmes devraient « migrer » à environ 1 000 kilomètres vers le nord d'ici 50 ans. Mais les forêts ne peuvent se déplacer aussi rapidement. Il en résultera des feux de forêt et un dépérissement majeur, avec des répercussions sur la productivité globale des forêts.

Plusieurs espèces nordiques seront également menacées par les changements climatiques : les ours polaires, les bélugas, les caribous. Dans une publication récente, intitulée *Sensibilités aux changements climatiques*, le ministère des Ressources naturelles du Canada conclut que : « Le changement climatique résultant d'un doublement des concentrations atmosphériques de CO<sub>2</sub> pourrait pratiquement éliminer l'habitat du saumon dans l'océan Pacifique. »

## Quels polluants sont responsables du changement climatique ?

Le changement climatique est dû aux émissions de gaz à effet de serre (GES), particulièrement le gaz carbonique (CO<sub>2</sub>) et le méthane (CH<sub>4</sub>). Les systèmes énergétiques génèrent de grandes quantités de ces deux polluants. Toute combustion produit du CO<sub>2</sub>. De plus, les procédés d'extraction du charbon et du gaz naturel produisent du CH<sub>4</sub>. Le gaz naturel étant composé d'environ 95 % de CH<sub>4</sub>, toute fuite dans son réseau de distribution contribue également aux émissions de CH<sub>4</sub>. Les autres gaz à effet de serre (N<sub>2</sub>O, CFC, HFC, PFC) sont souvent négligés dans l'analyse des options énergétiques, en raison des faibles volumes produits.

Les GES n'ont pas tous le même effet sur le climat. Pour prendre en compte leurs différences, le GIEC a produit des indicateurs de *potentiel de réchauffement global*, par rapport au CO<sub>2</sub>. Dans les études, chacun des GES est converti en *équivalent CO<sub>2</sub>* et ajouté à l'inventaire. Par exemple, un gramme de CH<sub>4</sub> présente un *potentiel de réchauffement global* 23 fois supérieur à celui d'un gramme de CO<sub>2</sub> (sur une période de 100 ans). Les données du tableau 1 sont exprimées en *équivalent CO<sub>2</sub>*, ce qui signifie que les émissions de CH<sub>4</sub> sont comprises dans les émissions de CO<sub>2</sub>.

## Quelles options énergétiques sont responsables du changement climatique ?

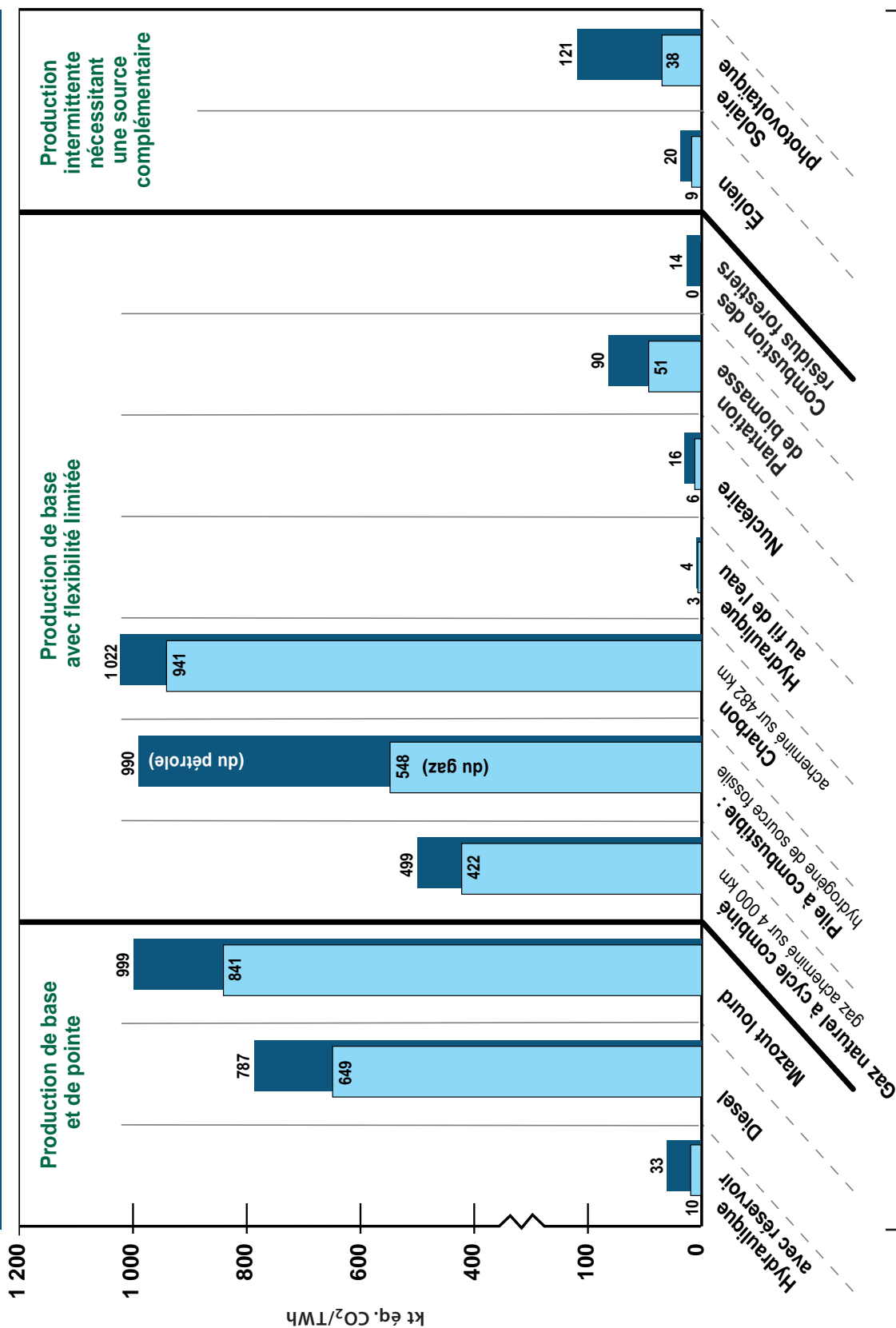
### Comparaisons d'options et analyses de cycle de vie (voir figure 1 et tableau 1).

Pour établir des comparaisons équitables des options énergétiques, il faut tenir compte de toutes les émissions d'un système énergétique. Des études récentes, que l'on appelle analyses de cycle de vie, tiennent compte des émissions provenant de l'extraction, du traitement et du transport des combustibles, ainsi que de la construction des centrales et de la production d'électricité. La figure 1 et le tableau 1 présentent les résultats des analyses de cycle de vie typiques pour l'Est de l'Amérique du Nord.

Pour chaque combustible fossile, la figure 1 présente deux résultats, un pour la technologie généralement utilisée et un autre pour une technologie moderne très performante (offerte sur le marché). Pour les sources renouvelables, comme l'énergie hydraulique ou éolienne, il est impossible de sélectionner une seule « technologie moderne », car la performance dépend des conditions spécifiques à chaque site. Pour ces options, la figure 1 présente deux résultats, l'un pour un projet typique existant et l'autre pour de très bons sites disponibles dans un avenir prochain.

extraction  
traitement  
transport  
construction  
production

Figure 1 – Émissions de gaz à effet de serre (kt éq. CO<sub>2</sub>/TWh)



NOTES :

Résultats typiques pour l'Amérique du Nord.

Les options sont présentées en ordre décroissant de niveau de service.

Pour chacune des options, deux taux d'émissions sont présentés :  
 le plus élevé est typique d'une technologie utilisée actuellement ;  
 le moins élevé représente une technologie moderne très performante pour les combustibles fossiles ou d'excellents sites en matière d'énergie renouvelable.

*Tableau 1 – Émissions de gaz à effet de serre, selon une approche de cycle de vie (kt éq. CO<sub>2</sub>/TWh)*

Options de production (classées en ordre décroissant de niveau de service)	Résultats typiques pour l'Amérique du Nord			Commentaires techniques
	Meilleure technologie commerciale (très bons sites pour les énergies renouvelables)	Technologie typique actuelle	Source des données	Notes sur les sources thermiques : • Analyses sans cogénération • Pour le mazout et le charbon, des équipements d'épuration du SO <sub>2</sub> augmenteraient les émissions de GES
Hydraulique avec réservoir	10 réservoirs = 40 km <sup>2</sup> /TWh	33 réservoirs = 160 km <sup>2</sup> /TWh	HQ	Les évaluations incluent les émissions brutes des réservoirs boréaux, qui surestiment les émissions réelles nettes.
Diesel	649 Centrale efficace à 43 %	787 Centrale efficace à 35 %	RNCAN données industrielles	
Mazout lourd	841 Centrale efficace à 38 %	999 Centrale efficace à 32 %	RNCAN données industrielles	
Mazout lourd des sables bitumineux	1 019 Centrale efficace à 38 %	1 177 Centrale efficace à 32 %	Secrétariat du changement climatique Canada	Extraction-traitement : Sables bitumineux 203 kt CO <sub>2</sub> /TWh Pétrole conventionnel - 25 kt CO <sub>2</sub> /TWh Ém. supplémentaires = 178 kt CO <sub>2</sub> /TWh
Gaz naturel ; cycle combiné ; gaz acheminé sur 4 000 km	422 Centrale efficace à 58 %	499 Centrale efficace à 49 %	NREL É.-U. + changement d'efficacité	Extraction/traitement = 50 kt /TWh Transport 4 000 km = environ 65 kt /TWh
Pile à combustible ; hydrogène de combustibles fossiles	548 H du gaz ; efficacité 55 %	990 H du pétrole ; efficacité 55 %	NREL É.-U. réformage	Gaz acheminé sur 4 000 km
Charbon bitumineux ; charbon acheminé sur 482 km	941 Centrale efficace à 35 %	1 022 Centrale efficace à 32 %	NREL É.-U.	• Extraction à ciel ouvert ; distance moyenne et livraison par rivière. • Pour l'utilisateur le plus éloigné : émissions accrues de 6 %
Lignite		1 340	Dones	
Tourbe		1 300	Kivisto	
Hydraulique au fil de l'eau	3	4	HQ, Vattenfall, Dones	
Nucléaire	6	16	Vattenfall, Dones	
Plantation de biomasse (taillis)	51 Centrale efficace à 30 %	90 Centrale efficace à 30 %	Matthews, R.-U. + changements des distances	Distances de transport de la biomasse = 20 km (pour 51) et 100 km (pour 90)
Combustion des résidus forestiers	0	14	Vattenfall + correction pour le CH <sub>4</sub> des résidus	Le taux zéro présume que, si on ne les valorisait pas, certains résidus se décomposeraient et produiraient des émissions de CH <sub>4</sub> .
Éolien	9	20	White	2 sites au Wisconsin, facteur d'utilisation moyen de 24 %
Solaire photovoltaïque	38	121	Vattenfall, Dones	Émissions dues au procédé de fabrication.

## Pour des comparaisons rigoureuses :

- **Tenir compte du niveau de fiabilité et de flexibilité**

Dans le tableau 1, les options sont présentées en ordre décroissant de niveau de service. Ce facteur est important parce que le stockage d'électricité est extrêmement coûteux ; en conséquence, la fiabilité d'un réseau électrique dépend de la capacité à produire l'électricité exactement au même rythme que la demande. Si l'équilibre entre la production et la consommation n'est pas maintenu, les fluctuations de la fréquence auront des répercussions importantes sur les équipements électriques comme les ordinateurs. Plusieurs services complémentaires sont nécessaires pour assurer un approvisionnement fiable :

- Présence pendant les heures de pointe.
- Capacité à répondre aux fluctuations horaires et quotidiennes de la charge.
- Contrôle de la fréquence et de la tension pour que les tensions de transmission soient maintenues à l'intérieur des intervalles prescrits.
- Régulation permettant de maintenir l'équilibre, à chaque minute, entre la production et la charge.

Les options de production ne sont pas toutes en mesure d'assurer de tels services. Un réseau électrique ne peut dépendre uniquement de moyens de production comme l'énergie nucléaire qui doit produire constamment, ou des éoliennes dont l'intermittence exige d'autres moyens de production. En comparaison, la production hydraulique avec réservoir ou les centrales diesel peuvent fournir tous les services nécessaires pour assurer un approvisionnement fiable en électricité.

- **Tenir compte des nombreux objectifs des projets hydroélectriques**

L'évaluation de l'énergie hydraulique est particulière, parce qu'un réservoir peut avoir plusieurs objectifs : modulation de la production électrique, mais aussi irrigation, contrôle des inondations et approvisionnement en eau. Si un réservoir contribue beaucoup à l'irrigation, il y a réduction de la production d'électricité, modifiant négativement la performance d'un projet (par kWh). Pour établir une comparaison équitable entre les systèmes de production d'électricité, il faut choisir des centrales hydroélectriques conçues d'abord pour la production d'électricité ; autrement, il faudrait corriger les paramètres afin d'attribuer une portion des impacts aux autres objectifs.

*approvisionnement  
modulation  
irrigation*

## Faits saillants concernant les émissions de GES

- ➔ • **Les options suivantes ont une excellente performance : hydroélectricité au fil de l'eau, éolien et énergie nucléaire.** Il faut cependant se rappeler que ces options ne peuvent être modulées pour répondre à la demande de pointe ; en conséquence, il faudra souvent faire appel à des combustibles fossiles pour répondre à la pointe.
- ➔ • **L'hydroélectricité avec réservoir** occasionne un taux d'émission légèrement supérieur. Dans l'ensemble, il s'agit de l'option offrant la **meilleure performance**, si on tient compte de sa fiabilité et de ses autres services potentiels : contrôle des inondations, irrigation, approvisionnement en eau... (Par contre, des incertitudes persistent quant aux émissions de GES provenant des réservoirs tropicaux, enjeu abordé en détail dans une fiche distincte).
- ➔ • **Le charbon** (centrales modernes ou anciennes) présente les **facteurs d'émission les plus élevés**, soit le double des émissions de turbines à cycle combiné alimentées au gaz naturel.
- ➔ • **Le mazout lourd présente également un taux d'émission très élevé.** Si le pétrole est extrait des sables bitumineux, le facteur d'émission est aussi élevé que celui du charbon.
- ➔ • **Parmi les combustibles fossiles, les turbines à cycle combiné alimentées au gaz naturel ont la meilleure performance.** Les taux d'émission (du tableau 1) incluent les émissions associées au transport du gaz sur une distance de 4 000 km (cas typique pour le nord-est de l'Amérique du Nord). Les émissions sont inférieures d'environ 12 % pour des centrales situées à proximité des puits de gaz. Le taux d'émission pourrait être réduit davantage par la cogénération. On aborde ce sujet dans les pages qui suivent.
- ➔ • **La biomasse peut offrir une excellente performance**, surtout par la valorisation industrielle des résidus forestiers. La performance des plantations de biomasse est dépendante de l'énergie consacrée aux activités d'exploitation. Les taux d'émission présentés, pour les taillis à courte rotation, sont fonction des distances moyennes entre la centrale et la source de la biomasse (20 et 100 km).

## Attentes suscitées par les « nouvelles » technologies

### ● Piles à combustible et production d'hydrogène

Les piles à combustible consomment de l'hydrogène et ne sont responsables d'aucune émission directe de GES. Elles ont créé de grandes attentes relativement à la réduction des GES, mais les analyses de cycle de vie révèlent que ces attentes ne sont pas fondées. Actuellement, la seule option peu coûteuse permettant de produire de l'hydrogène est le reformage du gaz naturel, avec un taux d'émission (du cycle de vie) supérieur à celui d'une turbine à cycle combiné, alimentée au gaz naturel. Si les piles à combustible sont utilisées dans des régions où il n'y a pas de distribution de gaz, le reformage du pétrole entraîne un taux d'émission semblable à celui de la production au charbon.

Un autre système, réellement propre et fiable, a été proposé :

1. Éoliennes fournissant l'électricité nécessaire à la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau.
2. Compression et stockage de l'hydrogène.
3. Piles à combustible consommant l'hydrogène pour produire de l'électricité selon les besoins.

En théorie, ce système est intéressant parce qu'il élimine le caractère intermittent de l'énergie éolienne. En réalité, il est très inefficace : l'électrolyse offre une efficacité de 70 %, la compression de l'hydrogène nécessite de l'énergie, les piles à combustible sont efficaces à 50 %. Avec une énergie éolienne à 6¢/kWh, cela signifie que le coût final de l'électricité s'élèverait à plus de 20¢/kWh. Il faudra plusieurs décennies avant qu'un tel système ne devienne concurrentiel.

- **Captage et séquestration du CO<sub>2</sub>**

Le captage et la séquestration du CO<sub>2</sub> représentent une autre technologie suscitant de grandes attentes. Le CO<sub>2</sub> doit d'abord être « capté » à partir des gaz de combustion et ensuite être pompé dans un ancien puits de pétrole ou de gaz, qui doit être hermétique. Il s'agit là d'une énorme tâche, comme le démontre une comparaison avec l'épuration du SO<sub>2</sub>. Même si la teneur en soufre du charbon n'est que de 1 % ou 2 %, l'épuration du SO<sub>2</sub> produit d'énormes quantités de résidus. Très peu de centrales au charbon sont munies d'épurateurs, en raison de leur coût élevé et des activités de gestion des déchets. Dans le cas des émissions de CO<sub>2</sub>, le carbone responsable des émissions constitue plus de 50 % du charbon. Le captage et la séquestration du CO<sub>2</sub> sont techniquement possibles, mais exigent de grandes quantités d'énergie, créant davantage de pollution. L'efficacité d'une centrale munie d'un système de captage du CO<sub>2</sub> peut être réduite de 30 %. Si le puits de stockage est éloigné de la centrale, l'énergie nécessaire pour y pomper le CO<sub>2</sub> pourrait représenter la moitié de l'énergie produite par la centrale. De sérieux doutes persistent donc concernant la viabilité économique et les avantages environnementaux du captage du CO<sub>2</sub>.

- **Cogénération et performance des centrales thermiques**

Les centrales de cogénération, produisant simultanément de l'électricité et de la chaleur utile, permettent d'améliorer l'efficacité énergétique et de réduire les émissions de GES. Mais l'expression « cogénération » peut être trompeuse, car des centrales de cogénération à faible efficacité peuvent émettre davantage de GES que des équipements distincts efficaces. Dans plusieurs cas, certaines centrales ont été désignées comme des centrales de cogénération, même si une très petite fraction de la chaleur résiduelle est réellement utilisée. Souvent, ces centrales polluent davantage, par unité énergétique, que des centrales efficaces produisant uniquement de l'électricité. En raison de cette situation, la Commission économique européenne prévoit émettre une directive sur une cogénération « de qualité ».

En théorie, une centrale de cogénération, avec récupération complète de la chaleur, peut atteindre une efficacité totale de 90 %. Que signifie une telle efficacité maximale sur la réduction des émissions de GES ? Dans un scénario basé uniquement sur le gaz naturel (aucune substitution de combustible), si la centrale de cogénération remplace une turbine à cycle combiné ayant une efficacité électrique de 54 % et une chaudière ayant une efficacité de 90 %, la réduction des GES sera d'environ 25 % (Eurelectric, p. 53).

En Amérique du Nord, les centrales de cogénération sont rarement très efficaces, car la priorité est la production d'électricité et non pas une meilleure utilisation de l'énergie résiduelle. Pour atteindre une efficacité très élevée, la taille de la turbine doit être adaptée à l'utilisation locale de la chaleur résiduelle et les centrales devraient être beaucoup plus petites qu'elles ne le sont généralement.

- **Conclusion sur les technologies visant à réduire les émissions**

Dans le secteur de l'électricité, les analyses de cycle de vie supportent la conclusion suivante : les piles à combustible ou le captage du CO<sub>2</sub> ne permettront pas de réduire considérablement les émissions de GES sur un horizon de 20 ans. En fait, l'implantation à grande échelle de ces technologies n'est pas nécessaire si l'on tient compte des nombreuses technologies éprouvées capables de réduire les émissions :

- Énergies hydraulique, éolienne et nucléaire.
- Turbines à cycle combiné, alimentées au gaz naturel, remplaçant le charbon.
- Cogénération de « qualité » dans les centrales thermiques.
- Mesures d'efficacité énergétique.

À court terme, il n'est donc pas nécessaire de faire appel à de nouvelles technologies de production pour réduire les émissions, il suffit d'adopter des mesures favorisant le choix des options appropriées.

## Note concernant les émissions de GES provenant des réservoirs

### Les programmes de recherche récents sur les réservoirs permettent les constats suivants :

- Plusieurs programmes ont confirmé l'existence d'émissions importantes de GES à la surface de tous les types de plans d'eau (réservoirs de même que lacs et rivières naturels).
- La majeure portion de la biomasse inondée, au fond des réservoirs, ne s'est pas décomposée après des décennies sous l'eau.
- Après les quelques années initiales, les émissions de GES des réservoirs sont semblables à celles produites par les lacs naturels à proximité. Ces émissions, des lacs ou réservoirs, sont principalement dues au carbone organique déversé dans les réservoirs par les écosystèmes environnants.

En conséquence, les émissions mesurées à la surface des réservoirs doivent être jugées comme des émissions « brutes », qui surestiment systématiquement le niveau des émissions de GES dont les réservoirs sont responsables. On doit définir les émissions « nettes » en soustrayant les émissions qui auraient été produites même en l'absence d'un barrage.

Aux fins de comparaison des options, les taux suivants d'émission de GES ont été utilisés : 7 kt éq. CO<sub>2</sub>/TWh pour les meilleurs sites et 30 pour le complexe La Grande, avec de grands réservoirs. Il s'agit des émissions « brutes » mesurées dans les réservoirs boréaux. Ces évaluations sont nettement pessimistes, parce qu'une définition des émissions « nettes » établira une valeur plus petite.

### Bibliographie

- Andseta S., M.J. Thompson, J.P. Jarrell et D.R. Pendergast, 1998. CANDU reactors and greenhouse gas emissions. Société Nucléaire Canadienne. [Cite des émissions de 3 à 15 kt éq. CO<sub>2</sub>/TWh pour les réacteurs CANDU.]
- Bates, J., 1995. Full fuel cycle atmospheric emissions and global warming impacts from UK electricity generation. ETSU-R-88, Harwell.
- Dones, R., U. Gantner, et S. Hirschberg, 1999. Greenhouse gas total emissions from current and future electricity and heat supply systems. *Proceedings of the 4th International Conference on GHG Control Technologies*. Pergamon.
- Dubreuil, A., 2001. *Inventory for Energy Production in Canada*, Ressources naturelles Canada (RNCAN), Int. Journal LCA, vol. 6 n° 5, p. 281-284.
- Eurelectric, 2002. *European combined heat and power: A technical analysis of possible definition of the concept of quality CHP*.
- Intergovernmental Panel on Climate Change, 2001. *Climate change 2001: Impacts, adaptation and vulnerability*.
- Agence internationale de l'énergie, 1998. *Benign energy? The environmental implications of renewables*. OCDE.
- Kivisto, A., 1995. Energy payback period and carbon dioxide emissions in different power generation methods in Finland. IAAE International Conference.
- Matthews, R.W., et N.D. Mortimer, 2000. Estimation of carbon dioxide and energy budgets of wood-fired electricity generation systems in Britain. *IEA Bioenergy Task 25*.
- Spath, P.L., et M.K. Mann, 2000a. *Life cycle assessment of a natural gas combined-cycle power generation system*. National Renewable Energy Laboratory, US. NREL/TP-570-27715.
- Spath, P.L., et M.K. Mann, 2000b. *Life cycle assessment of hydrogen production via natural gas steam reforming*. National Renewable Energy Laboratory, US. NREL/TP-570-27637.
- Spath, P.L., M.K. Mann, et D.R. Kerr, 1999. *Life cycle assessment of coal-fired power production*. National Renewable Energy Laboratory, US. NREL/TP-570-25119.
- Uchiyama, Y., 1996. Life cycle analysis of electricity generation and supply systems: Net energy analysis and greenhouse gas emissions. Central Research Institute of the Electric Power Industry, Japon. Communication présentée au symposium: Electricity, health and the environment: Comparative assessment in support of decision making, Agence internationale de l'énergie atomique, Vienne, 16 au 19 octobre.
- Vattenfall, 1999. *Life cycle studies of electricity*.
- White, S.W., et G.L. Kulcinski, 1999. *Net energy payback and CO<sub>2</sub> emissions from wind-generated electricity in the Midwest*. University of Wisconsin-Madison.

Auteur : Luc Gagnon gagnon.luc@hydro.qc.ca  
Hydro-Québec, direction – Environnement  
Janvier 2003  
2002G130-1F

[www.hydroquebec.com/environnement](http://www.hydroquebec.com/environnement)  
La reproduction de cette fiche est autorisée.  
*This publication is also available in English.*