

Office national  
de l'énergie



National Energy  
Board

Technologies émergentes en  
production **d'électricité**

électricité

électricité

électricité

électricité

Évaluation du marché de l'énergie • Mars 2006

Canada

Office national  
de l'énergie



National Energy  
Board

---

Technologies émergentes en

électricité

production **d'électricité**

électricité

électricité

électricité

---

**Évaluation du marché de l'énergie** • Mars 2006

Canada

## **Autorisation de reproduction**

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : [info@neb-one.gc.ca](mailto:info@neb-one.gc.ca)

## **Permission to Reproduce**

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: [info@neb-one.gc.ca](mailto:info@neb-one.gc.ca)

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2006

N° de cat. NE23-135/2006F  
ISBN 0-662-71220-X

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

### **Demandes d'exemplaires :**

Bureau des publications  
Office national de l'énergie  
444, Septième Avenue S.-O.  
Calgary (Alberta) T2P 0X8  
Courrier électronique : [publications@neb-one.gc.ca](mailto:publications@neb-one.gc.ca)  
Télécopieur : (403) 292-5576  
Téléphone : (403) 299-3562  
1-800-899-1265  
Internet : [www.neb-one.gc.ca](http://www.neb-one.gc.ca)

**Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :**  
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada



© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2006

Cat. No. NE23-135/2006E  
ISBN 0-662-42710-6

This report is published separately in both official languages.

### **Copies are available on request from:**

The Publications Office  
National Energy Board  
444 Seventh Avenue S.W.  
Calgary, Alberta, T2P 0X8  
E-Mail: [publications@neb-one.gc.ca](mailto:publications@neb-one.gc.ca)  
Fax: (403) 292-5576  
Phone: (403) 299-3562  
1-800-899-1265  
Internet: [www.neb-one.gc.ca](http://www.neb-one.gc.ca)

**For pick-up at the NEB office:**  
Library  
Ground Floor

Printed in Canada

<b>Liste des figures et des tableaux</b>	<b>iv</b>
<b>Sigles et abréviations</b>	<b>vi</b>
<b>Unités de mesure</b>	<b>viii</b>
<b>Avant-propos</b>	<b>ix</b>
<b>Résumé</b>	<b>xi</b>
<b>Chapitre 1 : Introduction</b>	<b>1</b>
1.1 Les technologies émergentes en contexte	1
1.2 Contenu du rapport	2
<b>Chapitre 2 : Aperçu des technologies émergentes</b>	<b>3</b>
2.1 Perspective internationale	4
2.2 Perspective canadienne	4
2.3 Récentes tendances au Canada	5
2.3.1 Mécanismes visant à encourager le développement des technologies émergentes	6
2.3.2 Obstacles aux technologies émergentes	9
2.3.3 Gestion de la demande	10
2.4 Résumé des technologies	10
<b>Chapitre 3 : Évaluation des technologies</b>	<b>12</b>
3.1 Éoliennes	12
3.1.1 Technologie	12
3.1.2 Questions commerciales et de réglementation	14
3.1.3 Questions environnementales	16
3.1.4 Initiatives de l'industrie et du gouvernement	16
3.1.5 Faits nouveaux régionaux	17
3.1.6 Résumé	18
3.2 Petites centrales hydroélectriques	18
3.2.1 Technologie	18
3.2.2 Questions commerciales et de réglementation	20
3.2.3 Questions environnementales	21
3.2.4 Initiatives de l'industrie et du gouvernement	22
3.2.5 Faits nouveaux régionaux	22
3.2.6 Résumé	23

---

3.3	Biomasse	23
	3.3.1 Technologie	24
	3.3.2 Questions commerciales et de réglementation	25
	3.3.3 Questions environnementales	25
	3.3.4 Initiatives de l'industrie et du gouvernement	26
	3.3.5 Faits nouveaux régionaux	26
	3.3.6 Résumé	27
3.4	Énergie géothermique	27
	3.4.1 Technologie	29
	3.4.2 Questions commerciales et de réglementation	29
	3.4.3 Questions environnementales	30
	3.4.4 Initiatives de l'industrie et du gouvernement	30
	3.4.5 Faits nouveaux régionaux	31
	3.4.6 Résumé	32
3.5	Énergie solaire photovoltaïque	32
	3.5.1 Technologie	32
	3.5.2 Questions commerciales et de réglementation	34
	3.5.3 Questions environnementales	34
	3.5.4 Initiatives de l'industrie et du gouvernement	35
	3.5.5 Faits nouveaux régionaux	36
	3.5.6 Résumé	37
3.6	Piles à combustible	37
	3.6.1 Technologie	37
	3.6.2 Questions commerciales et de réglementation	38
	3.6.3 Questions environnementales	39
	3.6.4 Initiatives de l'industrie et du gouvernement	41
	3.6.5 Faits nouveaux régionaux	41
	3.6.6 Résumé	42
3.7	Énergie de la mer	42
	3.7.1 Technologie	42
	3.7.2 Questions commerciales et de réglementation	43
	3.7.3 Questions environnementales	44
	3.7.4 Initiatives de l'industrie et du gouvernement	44
	3.7.5 Faits nouveaux régionaux	44
	3.7.6 Résumé	45
3.8	Charbon épuré	46
	3.8.1 Technologie	46
	3.8.2 Questions commerciales	47
	3.8.3 Questions environnementales	49
	3.8.4 Initiatives de l'industrie et du gouvernement	51
	3.8.5 Faits nouveaux régionaux	52
	3.8.6 Résumé	52
3.9	Gestion de la demande	53
	3.9.1 Technologie	53
	3.9.2 Questions commerciales et de réglementation	56
	3.9.3 Questions environnementales	58
	3.9.4 Initiatives de l'industrie et du gouvernement	58
	3.9.5 Faits nouveaux régionaux	60
	3.9.6 Résumé	60

<b>Chapitre 4 : Perspectives régionales</b>	<b>62</b>
4.1 Colombie-Britannique	62
4.1.1 Politiques et programmes de la province	62
4.1.2 Stratégies visant les services publics et les consommateurs	63
4.1.3 Perspectives à court terme et à moyen terme	63
4.2 Yukon, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut	65
4.2.1 Politiques et programmes des Territoires	66
4.2.2 Stratégies visant les services publics et les consommateurs	66
4.2.3 Perspectives à court terme et à moyen terme	67
4.3 Alberta	67
4.3.1 Politiques et programmes de la province	68
4.3.2 Stratégies visant les services publics et les consommateurs	69
4.3.3 Perspectives à court terme et à moyen terme	69
4.4 Saskatchewan	70
4.4.1 Politiques et programmes de la province	70
4.4.2 Stratégies visant les services publics et les consommateurs	71
4.4.3 Perspectives à court terme et à moyen terme	71
4.5 Manitoba	72
4.5.1 Politiques et programmes de la province	72
4.5.2 Stratégies visant les services publics et les consommateurs	73
4.5.3 Perspectives à court terme et à moyen terme	73
4.6 Ontario	74
4.6.1 Politiques et programmes de la province	75
4.6.2 Stratégies visant les services publics et les consommateurs	76
4.6.3 Perspectives à court terme et à moyen terme	77
4.7 Québec	78
4.7.1 Politiques et programmes de la province	78
4.7.2 Stratégies visant les services publics et les consommateurs	79
4.7.3 Perspectives à court terme et à moyen terme	81
4.8 Nouveau-Brunswick	81
4.8.1 Politiques et programmes de la province	81
4.8.2 Stratégies visant les services publics et les consommateurs	82
4.8.3 Perspectives à court terme et à moyen terme	83
4.9 Île-du-Prince-Édouard	83
4.9.1 Politiques et programmes de la province	84
4.9.2 Stratégies visant les services publics et les consommateurs	84
4.9.3 Perspectives à court terme et à moyen terme	85
4.10 Nouvelle-Écosse	85
4.10.1 Politiques et programmes de la province	86
4.10.2 Stratégies visant les services publics et les consommateurs	87
4.10.3 Perspectives à court terme et à moyen terme	88
4.11 Terre-Neuve-et-Labrador	88
4.11.1 Politiques de la province	89
4.11.2 Stratégies visant les services publics et les consommateurs	89
4.11.3 Perspectives à court terme et à moyen terme	90
<b>Chapitre 5 : Observations et options possibles</b>	<b>91</b>
5.1 Observations	91
5.2 Options possibles	93
<b>Glossaire</b>	<b>95</b>

## FIGURES

2.1	Production d'électricité au Canada selon la source en 2003	3
2.2	Production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (TWh)	5
2.3	Tendances des coûts de l'énergie renouvelable	7
2.4	Coûts de l'approvisionnement – Technologies émergentes par rapport à la production conventionnelle	7
3.1.1	Éléments clés de la production d'énergie à partir d'éoliennes	13
3.1.2	Exemple de profil de production d'un parc d'éoliennes de 100 MW	15
3.1.3	Capacité de production d'énergie éolienne au Canada	17
3.2.1	Composantes d'une petite centrale hydroélectrique	20
3.2.2	Capacité totale des petites centrales hydroélectriques opérationnelles au Canada en 2004	23
3.3.1	Schéma du processus de cogénération à la biomasse	24
3.3.2	Capacité de la biomasse au Canada en 2004	27
3.4.1	Thermopompes	28
3.4.2	Production d'énergie géothermique	29
3.4.3	Extraction d'énergie thermique du magma	31
3.5.1	Modules photovoltaïques sur le toit d'une maison à Edmonton (Alberta)	32
3.5.2	Institut de technologie de la Colombie-Britannique	35
3.6.1	Production d'électricité au moyen d'une pile à combustible	37
3.6.2	Assemblage de piles à combustible	38
3.6.3	Projet de recherche appliquée du NAIT sur les piles à combustible	39
3.7.1	Turbine produisant de l'énergie en mer à partir des courants de marée, Victoria (Colombie-Britannique)	45
3.8.1	Schéma d'une installation type de GICC	47
3.8.2	Centrale de gazéification intégrée à cycle combiné de Wabash River (Indiana), aux États-Unis	48
3.8.3	Projet de capture de CO <sub>2</sub>	50

3.9.1	Caractéristiques de la GC et de la RD	54
3.9.2	Illustration de la consommation quotidienne d'électricité	55
3.9.3	Schéma illustrant la technologie de la RD	55
3.9.4	Réaction du prix en fonction de modifications à la demande	57
4.1.1	Capacité de production de la Colombie-Britannique selon la source en 2004	62
4.1.2	Projet de petite centrale hydroélectrique de Brandywine, près de Squamish (Colombie-Britannique)	64
4.1.3	Projet de production d'énergie géothermique de Meager Creek, près de Pemberton (Colombie-Britannique)	65
4.2.1	Capacité de production du Yukon, des Territoires du Nord-Ouest et du Nunavut selon la source en 2004	65
4.3.1	Capacité de production de l'Alberta selon la source en 2004	68
4.3.2	Site de gaz d'enfouissement Cloverbar, près d'Edmonton (Alberta)	68
4.4.1	Capacité de production de la Saskatchewan selon la source en 2004	70
4.5.1	Capacité de production du Manitoba selon la source en 2004	72
4.6.1	Capacité de production de l'Ontario selon la source en 2004	74
4.6.2	Emplacements du projet « Renewables 1 »	75
4.6.3	Élimination graduelle de la production au charbon en Ontario	77
4.7.1	Capacité de production du Québec selon la source en 2004	78
4.7.2	Parc éolien Le Nordais, près de Matane dans la région gaspésienne (Québec)	79
4.7.3	Principales régions propices au développement de l'énergie éolienne au Québec	80
4.8.1	Capacité de production du Nouveau-Brunswick selon la source en 2004	81
4.9.1	Capacité de production de l'Île-du-Prince-Édouard selon la source en 2004	83
4.10.1	Capacité de production de la Nouvelle-Écosse selon la source en 2004	86
4.10.2	Centrale marémotrice d'Annapolis Royal	86
4.11.1	Capacité de production de Terre-Neuve-et-Labrador selon la source en 2004	89

## TABLEAUX

1	Exemple des coûts de production d'électricité – Technologies émergentes et technologies conventionnelles	xiv
2.1	Exemple des coûts de production d'électricité – Technologies émergentes et technologies conventionnelles	11

## SIGLES

ACÉÉ	Association canadienne de l'énergie éolienne
AEP	American Electric Power
AERI	Alberta Energy Research Institute
AIE	Agence internationale de l'énergie
CC	courant continu
CCPC	Canadian Clean Power Coalition
CDM	conservation et autres formes de gestion de la demande
CEO	Commission de l'énergie de l'Ontario
CERI	Canadian Energy Research Institute
CVC	chauffage, ventilation et climatisation
DOE	département américain de l'énergie
DP	Demande de propositions
EER	Emerging Energy Research
ELIIR	Extra Large Industrial Interruptible Rate
ÉMÉ	Évaluation du marché de l'énergie
EnergyINet	Energy Innovation Network
EPÉÉ	Encouragement à la production d'énergie éolienne
EPRI	Electric Power Research Institute (É.-U.)
ERNB	Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick
GC	gestion de la consommation
GEF	grand émetteur final
GES	gaz à effet de serre
GICC	gazéification intégrée à cycle combiné
HQD	Hydro-Québec Distribution
ITEP	Initiative de transfert d'énergie propre
MEO	ministère de l'énergie de l'Ontario
MEP	membrane échangeuse de protons
NAIT	Northern Alberta Institute of Technology
NEG/ECP	New England Governors/Eastern Canadian Premiers
NPER	normes provinciales relatives au portefeuille d'énergie renouvelable
NSPI	Nova Scotia Power Inc.
OCDE	Organisation de coopération et de développement économique
OEO	Office de l'électricité de l'Ontario
ONÉ	Office national de l'énergie
OREG	Ocean Renewable Energy Group

---

PEEIC	Programme d'économie d'énergie dans l'industrie canadienne
PENSER	Programme d'encouragement aux systèmes d'énergies renouvelables
PEPER	Programme d'encouragement à la production d'énergie renouvelable
PPII	produits photovoltaïques intégrés aux immeubles
R et D	recherche et développement
RD	réaction de la demande
RNCan	Ressources naturelles Canada
SECA	Solid State Energy Conversion Alliance (département de l'énergie des États-Unis)
SEP	sources d'énergie propre
SIERÉ	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité
USGS	U.S. Geological Survey

## ABRÉVIATIONS

Office	Office national de l'énergie
CH <sub>4</sub>	méthane
CO <sub>2</sub>	dioxyde de carbone
H <sub>2</sub> S	sulfure d'hydrogène
HYDRO	Newfoundland and Labrador Hydro
Maritime Electric	Maritime Electric Company Limited
NO <sub>x</sub>	oxyde d'azote
Régie	Régie de l'énergie
SO <sub>x</sub>	oxyde de soufre
SO <sub>2</sub>	dioxyde de soufre

### Énergie

k	kilo	$10^3$
M	mega	$10^6$
G	giga	$10^9$

### Tension

kV	kilovolt	= $10^3$ volts
----	----------	----------------

### Puissance

kW	kilowatt	= $10^3$ watts
MW	mégawatt	= $10^6$ watts ou 1 000 kW
GW	gigawatt	= $10^9$ watts ou 1 000 000 kW
TW	térawatt	= $10^{12}$ watts ou 1 000 000 000 kW

### Énergie électrique

kWh	kilowattheure <sup>1</sup>	un kW durant une heure
MWh	mégawattheure	un MW durant une heure ou 1 000 kWh
GWh	gigawattheure	un GW durant une heure ou 1 000 000 kWh
TWh	térawattheure	un TW durant une heure ou 1 000 000 000 kWh

---

1 Un kilowattheure correspond à la quantité d'énergie nécessaire pour tenir allumées dix ampoules électriques de 100 watts durant une heure.

---

## AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) est un organisme fédéral indépendant qui réglemente plusieurs aspects de l'industrie énergétique au Canada. Il a pour raison d'être de promouvoir la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficacité économique dans l'intérêt public canadien, en s'en tenant au mandat que le Parlement lui a conféré au chapitre de la réglementation des pipelines, ainsi que de la mise en valeur et du commerce des ressources énergétiques. Ce mandat comporte des fonctions de réglementation et de conseil. L'Office réglemente principalement la construction et l'exploitation des pipelines internationaux et interprovinciaux ainsi que les droits et les tarifs connexes; les lignes internationales de transport d'électricité et les lignes interprovinciales désignées; les importations et l'exportations de gaz naturel; les exportations de pétrole, de liquides de gaz naturel et d'électricité; de même que des travaux d'exploration pétrolière et gazière sur les terres domaniales, notamment dans le Nord canadien et certaines zones extracôtières. L'Office s'acquitte de sa fonction de conseil en examinant les questions énergétiques ressortissant au Parlement, soit l'offre, le transport et l'utilisation d'énergie au Canada et à l'étranger.

L'ONÉ recueille et analyse des données au sujet des marchés de l'énergie au Canada par la voie de processus réglementaires et aussi grâce à la surveillance des marchés. L'Office est par la suite en mesure de produire des documents, des rapports statistiques et des discours sur divers aspects commerciaux des produits énergétiques du Canada. Les rapports de la série Évaluation du marché de l'énergie (ÉMÉ) publiés par l'Office présentent des analyses des principales ressources énergétiques. Ces ÉMÉ permettent aux Canadiens de se tenir au courant des perspectives qui se dessinent à l'égard des approvisionnements en énergie afin de mieux comprendre les problèmes sous-jacents aux décisions prises dans le domaine énergétique, et aux décideurs de se tenir au courant des questions énergétiques sur lesquelles ils doivent se pencher, notamment pour ce qui concerne la réglementation. Sous ce rapport, l'Office a bénéficié de la rétroaction d'un large éventail de participants au marché de partout au pays à l'effet que l'ONÉ joue un rôle important et occupe une position unique lorsqu'il s'agit de procurer des renseignements objectifs et impartiaux aux décideurs des gouvernements fédéral et provinciaux.

La présente ÉMÉ, intitulée *Technologies émergentes en production d'électricité*, jette un regard sur les technologies d'énergie renouvelable, et autres technologies nouvelles prometteuses qui seront de plus en plus utilisées au Canada à long terme. Ce rapport présente des renseignements exhaustifs sur l'état actuel et les possibilités de ces technologies, traite des nouveaux enjeux et dresse un portrait de la situation dans les diverses régions du pays.

En vue du présent rapport, l'ONÉ a participé à plusieurs rencontres et discussions informelles avec des représentants d'entreprises publiques d'électricité, de producteurs d'électricité indépendants, de ministères de l'Énergie et d'organismes de réglementation des provinces, d'exploitants de réseaux, d'entités engagées dans le développement des technologies, de groupes de défense des consommateurs et d'associations industrielles. L'Office a notamment recueilli de l'information sur place auprès des parcs d'éoliennes, des petites centrales hydroélectriques, des exploitants de la biomasse et de l'énergie

---

géothermique et d'autres entreprises associées aux technologies visées dans le présent rapport. Dans l'ensemble, une cinquantaine de personnes ont été consultées. L'ONÉ apprécie l'information et les commentaires qui lui ont été communiqués et il tient à remercier tous les participants qui ont contribué de leur temps comme de leur expertise.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant l'Office peut le soumettre à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. Une partie qui agit ainsi se trouve à adopter l'information déposée et peut se voir poser des questions au sujet de cette dernière.

---

## RÉSUMÉ

L'Office national de l'énergie a produit la présente Évaluation du marché de l'énergie dans le cadre du mandat qui lui a été confié par voie de règlement de surveiller l'offre de produits énergétiques au Canada, l'électricité notamment, et la demande de produits énergétiques sur les marchés canadien et d'exportation. Par *technologies émergentes en production d'électricité*, on entend ici les technologies d'énergie renouvelable et autres technologies nouvelles prometteuses qui seront de plus en plus utilisées à long terme.

L'intérêt pour l'énergie éolienne, la biomasse, les petites centrales hydroélectriques, l'énergie géothermique, les piles à combustible, les cellules photovoltaïques, l'énergie de la mer et le charbon épuré comme sources d'énergie d'avenir s'affirme de plus en plus au Canada. Cet intérêt grandissant découle de l'inquiétude des citoyens à l'égard de la suffisance des approvisionnements en électricité dans la plupart des provinces et territoires, de l'intérêt manifesté pour la diversification de l'offre énergétique, des préoccupations des régions à l'égard de la qualité de l'air et des craintes que suscitent les changements climatiques. Certaines provinces et certains territoires voient aussi dans les technologies nouvelles un moyen d'optimiser le fonctionnement des réseaux d'électricité existants et un outil de développement économique aux niveaux local et régional. Il sera également question des programmes de gestion de la demande, car ils pourraient être assimilés à des sources d'énergie capables d'atténuer les préoccupations susmentionnées.

En vue du présent rapport, l'ONÉ a participé à plusieurs rencontres et discussions informelles avec des représentants d'entreprises publiques d'électricité, de producteurs d'électricité indépendants, de ministères de l'Énergie et d'organismes de réglementation des provinces, d'exploitants de réseaux, d'entités engagées dans le développement des technologies, de groupes de défense des consommateurs et d'associations industrielles. L'Office a notamment recueilli de l'information sur les lieux de parcs d'éoliennes, des petites centrales hydroélectriques, des exploitants de la biomasse et de l'énergie géothermique et d'autres entreprises associées aux technologies visées dans le présent rapport. Dans l'ensemble, une cinquantaine de personnes ont été consultées.

En raison de la diversité de la géographie et des ressources au Canada, les tendances et les enjeux régionaux ont été analysés. D'après les résultats obtenus, l'énergie éolienne, les petites centrales hydroélectriques et les technologies de mise en valeur de la biomasse sont bien établies, actuellement en service et relativement bien connues de la population, et elles possèdent un bon potentiel de croissance à court et à moyen terme. En ce qui concerne la plupart des autres technologies, il faudra en réduire encore les coûts et disposer d'un meilleur accès aux marchés pour en améliorer la compétitivité par rapport aux autres sources de production.

### Technologies émergentes

L'énergie éolienne a connu une année record au Canada en 2005 en ce qui a trait à l'accroissement de la capacité. Parmi les facteurs qui ont contribué à cette croissance accélérée, il faut mentionner

---

l'établissement de normes provinciales relatives au portefeuille d'énergie renouvelable (NPER), les demandes de propositions d'énergie éolienne et d'autres énergies renouvelables, le fort potentiel éolien de nombreuses régions et les délais de construction relativement courts. Toutefois, en raison de l'intermittence du potentiel éolien, il faudra compter sur l'électricité d'appoint ou le stockage d'énergie pour assurer la fiabilité de cette filière. L'accès à bon prix aux installations de transport existantes est souvent un facteur décisif d'implantation et de faisabilité d'un projet.

Les **petites centrales hydroélectriques** forment l'essentiel du secteur de l'énergie verte au Canada, fortes d'une capacité en place de près de 2 000 MW, comparativement à environ 684 MW pour l'énergie éolienne<sup>2</sup>. Il s'agit là d'une technologie de conception simple qui est maintenant parvenue à maturité. Les projets de petites centrales hydroélectriques nécessitent peu d'investissements et de frais d'exploitation, bien que les coûts en capital puissent varier considérablement selon l'emplacement et la configuration du projet. La production des petites centrales hydroélectriques est tributaire des fluctuations saisonnières. Dans bien des provinces et territoires, les promoteurs doivent compter avec les difficultés liées à l'approbation de leur site et aux évaluations environnementales, difficultés parfois disproportionnées par rapport à l'ampleur du projet, ce qui entraîne des coûts et des retards. Les perspectives à court et à long terme pour les petites centrales hydroélectriques sont bonnes en raison du grand nombre de sites potentiels au Canada. Cependant, leur aménagement a été limité par l'opposition des citoyens généralement motivée par des considérations d'ordre environnemental.

La **biomasse** représente la deuxième source d'énergie renouvelable en importance au Canada après les petites centrales hydroélectriques. Actuellement, la cogénération industrielle (la production combinée de chaleur industrielle et d'électricité) est la méthode la plus courante de production d'énergie à la biomasse, principalement dans le secteur des pâtes et papiers. Les perspectives pour la production à la biomasse, également appelée bioénergie, se sont améliorées en raison de la hausse des prix du gaz naturel, de l'abandon de la production au charbon, des limites imposées aux nouveaux projets d'aménagement hydroélectrique et des problèmes d'intermittence liées aux autres technologies renouvelables. Le potentiel de production à la biomasse à partir des gaz d'enfouissement, des déchets urbains et des activités agricoles varie largement selon les régions; son développement peut être limité par les coûts de lancement et frais d'exploitation relativement élevés.

Les **centrales géothermiques** extraient la vapeur souterraine d'origine naturelle pour alimenter une turbine à vapeur et une génératrice conventionnelles. Les investissements de départ sont élevés, mais les coûts de combustible sont faibles et les frais d'exploitation et d'entretien concurrentiels par rapport à d'autres technologies. Une fois lancée, la production géothermique est extrêmement fiable et peut servir convenablement de charge de base. Un projet est actuellement en cours près de Whistler, en Colombie-Britannique, en vue de construire la première centrale géothermique à vocation commerciale au Canada. Les perspectives à long terme pour cette technologie sont limitées du fait qu'il existe peu de sites de grande qualité au pays.

Les **cellules photovoltaïques** ou cellules solaires, faites de matières semiconductrices, tel le silicium, produisent de l'électricité directement à partir du rayonnement solaire. Elles se prêtent bien aux applications d'énergie décentralisées (c'est-à-dire à la production d'énergie au point de consommation dans les résidences, les bâtiments commerciaux ou les applications industrielles). La technologie photovoltaïque est bien éprouvée mais il faudra la développer davantage de manière à réduire suffisamment les coûts pour qu'elle devienne concurrentielle sur le marché canadien. De plus, les obstacles à la production décentralisée, comme les normes restrictives ou mal définies de connexion aux réseaux, rendent difficile l'installation des modules.

---

<sup>2</sup> La définition des petites centrales hydroélectriques varie d'une province à l'autre, mais on entend généralement par là les projets de moins de 25 MW, pouvant atteindre 50 MW dans certaines provinces.

---

Les **piles à combustible** sont des cellules électrochimiques qui produisent de l'électricité en combinant de l'hydrogène et de l'oxygène en plus de produire également de l'eau et de la chaleur. Les piles à combustible fonctionnent à des taux d'efficacité élevés (de 40 % à 50 % environ) dans une large plage de charges. Elles peuvent être fabriquées dans diverses tailles (à échelle totalement modifiable) et se prêtent bien aux applications de production décentralisée. Lorsque la chaleur résiduelle d'une pile à combustible est utilisée, l'efficacité du système augmente à plus de 80 %. Il faudra développer davantage la technologie avant que les piles à combustible puissent concurrencer d'autres sources de production; en clair, il faudra attendre sans doute au moins cinq ans avant qu'elles ne parviennent à l'étape de l'exploitation commerciale.

L'**énergie de la mer**, exception faite de la centrale marémotrice d'Annapolis, en Nouvelle-Écosse, en est aux premiers stades de son développement; il faudra encore un certain temps avant d'envisager une production commerciale ou quasi commerciale. Les meilleures perspectives sur les côtes Est et Ouest sont du côté de l'énergie des courants de marée et des vagues.

Les technologies du **charbon épuré** s'entendent des méthodes qui permettent de réduire les émissions issues de la production au charbon. Devant les préoccupations grandissantes à l'égard du réchauffement de la planète, les efforts pour mettre au point les technologies de charbon épuré misent davantage sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>). L'Alberta, la province la plus susceptible de développer la production au charbon en raison de ses abondantes ressources charbonnières, favorise actuellement la technologie de production supercritique alimentée au charbon. Bien que celle-ci soit moins efficace que la gazéification intégrée à cycle combiné (GICC), elle nécessite des coûts en capital moins élevés et actuellement elle demeure plus fiable. À plus long terme, le développement des techniques d'emprisonnement du CO<sub>2</sub> permettrait d'améliorer grandement les perspectives de production d'énergie par GICC, en rendant les centrales au charbon plus acceptables et en réduisant les coûts. Dans le secteur de la pétrochimie et des sables bitumineux, il semble y avoir un intérêt de plus en plus marqué pour le développement d'un système d'emprisonnement du CO<sub>2</sub> et l'utilisation accrue des produits obtenues par la GICC.

La **gestion de la demande** comprend la gestion de la consommation (GC), essentiellement l'économie d'énergie et l'efficacité énergétique, d'une part, et la réaction de la demande (RD) d'autre part, c'est-à-dire les mesures prises par les consommateurs en vue de réduire la demande à bref préavis en réaction à l'application d'un prix incitatif. La gestion de la demande a notamment pour avantage de stabiliser les prix, d'améliorer la fiabilité des approvisionnements en électricité et d'apporter des gains sur le plan environnemental. L'intérêt pour la GC et la RD continue de grandir en parallèle avec les nouvelles sources de production renouvelables. Toutes les provinces disposent d'une structure officielle de gestion de la demande sous forme de programmes de GC ou de RD. Reste à savoir dans quelle mesure ces derniers seront mis en œuvre.

On trouvera au tableau 1 un résumé des technologies, en plus de leurs coûts et des caractéristiques qui leur sont propres.

### **Perspectives régionales**

Les perspectives des technologies émergentes varient selon les provinces et les territoires. Alors que certaines d'entre elles, comme l'éolien, les petites centrales hydroélectriques et la biomasse sont largement disponibles, d'autres comme l'énergie géothermique, l'énergie de la mer et le charbon épuré sont plus limitées en raison du potentiel de la région et des politiques et stratégies des provinces à l'égard des combustibles privilégiés. L'énergie solaire s'emploie dans des applications de créneau, là où les technologies de remplacement sont coûteuses (dans les zones reculées) ou encore là où elles servent de complément à l'énergie fournie par le réseau.

**T A B L E A U 1**

**Exemple des coûts de production d'électricité –  
Technologies émergentes et technologies conventionnelles**

<b>Technologie émergente<sup>1</sup></b>	<b>Plage de coûts (\$/MWh)</b>	<b>Capacité de l'unité/de la centrale<sup>3</sup></b>	<b>Commentaires</b>
Énergie éolienne	50 à 100	1 à 2 MW; parcs d'éoliennes de 50 à 150 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Temps d'installation relativement court</li> <li>• Sa nature intermittente nécessite de l'énergie d'appoint ou supplémentaire tirée d'autres sources de production</li> </ul>
Petites centrales hydroélectriques	40 à 150	Moins de 25 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Technologie bien établie</li> <li>• Possible opposition à cause du syndrome « pas dans ma cour »</li> <li>• Capacité limitée/pas de stockage; en conséquence, l'intermittence peut en limiter l'attrait</li> </ul>
Biomasse	40 à 150	10 à 50 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grande variété de technologies et de charges d'alimentation, comme les déchets forestiers, agricoles et urbains, et les gaz d'enfouissement</li> <li>• Capacité de charge de base</li> </ul>
Énergie géothermique	40 à 100	100 à 200 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sites disponibles limités</li> <li>• Coûts de raccordement au réseau potentiellement élevés, selon l'emplacement</li> <li>• Capacité de charge de base</li> </ul>
Énergie solaire photovoltaïque	200 à 500	Varie au point de consommation	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coûteuse; intermittente</li> <li>• Applications de créneau et de production décentralisée, surtout là où les solutions de remplacement sont très coûteuses</li> </ul>
Piles à combustible	100 à 150	1 à 100 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Encore coûteuses; les coûts ne comprennent pas toute l'infrastructure des installations</li> <li>• Il faudrait une nouvelle découverte technologique pour obtenir des coûts dans la partie inférieure de la plage</li> <li>• Applications de créneau; capacité de cogénération et de pointe</li> </ul>
Énergie de la mer (vagues et courants de marée)	80 à 190	Moins de 1 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coûts incertains (fondés sur un nombre limité de projets à vocation commerciale)</li> <li>• Intermittente, mais raisonnablement prévisible (courants de marée)</li> <li>• Applications de production décentralisée dans les zones côtières</li> </ul>
GICC (à l'exception de l'emprisonnement)	50 à 60	250 à 500 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coûteuse par rapport au charbon conventionnel</li> <li>• Peu de projets à vocation commerciale en cours</li> <li>• Flux de CO<sub>2</sub> favorable à l'emprisonnement</li> </ul>
Gestion de la demande	0 à 50	Varie au point de consommation	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Certaines mesures ne coûtent pour ainsi dire rien, alors que d'autres nécessitent d'importants investissements</li> <li>• Avantages potentiels pas toujours perçus comme étant réalisables, ce qui en limite l'application</li> </ul>
<b>Technologies conventionnelles<sup>2</sup></b>			
Pool d'énergie récent	50 à 100	250 à 500 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plage de prix typique des marchés de gros concurrentiels de l'Ontario et de l'Alberta; prix fixés principalement en fonction de ceux du gaz et du charbon et par les conditions des marchés adjacents (É.-U. et autres provinces)</li> </ul>
Récents demandes de propositions	78 à 80	100 à 200 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Propositions « acceptées » par l'Office de l'électricité et le ministère de l'Énergie de l'Ontario pour les demandes émises en 2004 (production au gaz naturel, principalement)</li> </ul>
Hydroélectricité patrimoniale	28 à 33	De plusieurs centaines à plusieurs milliers de MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coûts en vigueur au Québec (2,79 ¢/kWh) et en Ontario (3,3 ¢/kWh)</li> </ul>

1. Les coûts de l'éolien, des petites centrales hydroélectriques, de la biomasse, de la géothermie, du solaire photovoltaïque et de l'énergie de la mer proviennent de CANMET (RNCAN) et de l'AIE. Les coûts des piles à combustible sont des estimations de l'ONÉ; les coûts de la GICC proviennent du ministère de l'Énergie de l'Ontario et du CERL. Les coûts de la gestion de la demande proviennent de récentes études menées aux États-Unis et en Ontario, tel qu'indiqué à la section 3.9.

2. Les coûts des technologies conventionnelles sont fondés sur les prix des marchés de gros concurrentiels de l'Ontario et de l'Alberta, et sur les résultats publiés à la suite des demandes de propositions de l'Ontario. Les coûts de l'hydroélectricité patrimoniale sont des coûts publiés au Québec et en Ontario. Au Québec, ces coûts font référence aux 165 premiers TWh produits par année et en Ontario ils font référence principalement aux actifs hydroélectriques d'Ontario Power Generation.

3. La capacité des centrales est donnée à titre d'exemple; elle n'est pas directement associée aux coûts.

---

Les initiatives des provinces destinées à encourager le développement des technologies émergentes varient elles aussi; parmi celles-là notons : l'émission de demandes de propositions à l'intention de l'industrie (de la part des services publics ou des gouvernements provinciaux, par exemple) en vue d'obtenir un approvisionnement en énergie propre ou verte; l'élaboration de normes relatives au portefeuille d'énergie renouvelable (NPER) ou l'établissement de grands objectifs pour la production issue de ces sources; la mise sur pied de projets expérimentaux (p. ex., piles à combustible, cellules photovoltaïques) et l'élaboration de normes de raccordement aux réseaux.

## Observations

*Actuellement, on constate un faible taux de pénétration des technologies émergentes en production d'électricité.*

Au Canada, environ 3 % de la capacité de production en place provient des technologies émergentes. Cela est en partie attribuable aux faibles coûts de l'électricité produite à partir des sources classiques (p. ex., les grandes centrales hydroélectriques, les centrales nucléaires, au charbon et au gaz naturel). Dans une certaine mesure, le faible taux de pénétration des technologies émergentes tient également à la structure de l'industrie qui fait en sorte que les grandes entreprises de services publics ont historiquement opté pour un modèle privilégiant les grandes centrales.

Les développements au sein des marchés de l'énergie ont créé des conditions favorables à la croissance rapide des technologies émergentes.

Parmi ces développements, mentionnons :

- la forte hausse du prix des combustibles fossiles au cours des dernières années;
- la plupart des sites hydroélectriques à faible coût ont été aménagés et les citoyens, inquiets, remettent de plus en plus en question la filière nucléaire;
- le mouvement, dans plusieurs provinces, vers des marchés de production plus concurrentiels;
- les préoccupations grandissantes de la population à l'égard de la qualité de l'air et des effets à long terme des émissions de gaz à effet de serre (GES);
- les coûts de plusieurs technologies renouvelables ont diminué à la faveur des améliorations technologiques.

*Plusieurs mécanismes favorisent le développement des technologies émergentes.*

Les mécanismes instaurés par les provinces comprennent notamment l'émission de demandes de propositions ou de « manifestations d'intérêt », l'élaboration de normes relatives au portefeuille d'énergie renouvelable, l'élaboration de contrats d'offre standard pour les petits chantiers éoliens et hydroélectriques (à l'exemple des tarifs d'auto-alimentation en usage en Allemagne et au Danemark) et la consommation nette, qui permet aux clients des services publics producteurs d'électricité de vendre leur énergie au réseau lorsqu'ils en produisent plus qu'ils n'en consomment.

Au niveau fédéral, les incitatifs en place visent l'énergie éolienne et les autres sources d'énergie renouvelables; c'est le cas de l'Encouragement à la production d'énergie éolienne (EPÉÉ), du Programme d'encouragement à la production d'énergie renouvelable (PEPER) et du Programme d'encouragement aux systèmes d'énergies renouvelables (PENSER). Toutefois, les représentants de l'industrie en général estiment nécessaire l'établissement d'une stratégie globale en matière d'énergies renouvelables. Ressources naturelles Canada s'affaire avec l'industrie en vue d'établir une telle

---

stratégie. D'autres encouragements sont offerts par le biais du régime d'impôt sur le revenu, telle la déduction pour amortissement accéléré, en vue de réduire l'impôt à payer.

***Certains obstacles limitent le développement des technologies émergentes.***

Un des principaux obstacles au développement des technologies émergentes provient du fait que les coûts externes, ou effets négatifs externes, associés à la pollution atmosphérique et les autres coûts environnementaux ne sont pas comptabilisés dans les prix de l'électricité. Si les prix du marché tenaient compte de ces facteurs, autrement dit si ces coûts étaient « internalisés », nombreux sont ceux qui croient que les technologies émergentes seraient plus compétitives, voire moins coûteuses, que les technologies de production conventionnelles.

On prétend souvent que les tarifs d'électricité ne reflètent pas les coûts réels du fait qu'ils sont établis en fonction des coûts historiques, ce qui expliquerait que les prix sont inférieurs aux coûts de développement de la nouvelle production<sup>3</sup>. Cela entraîne une augmentation de la consommation et n'incite pas à investir dans les technologies émergentes. Si les prix étaient soumis aux mêmes règles du jeu, les technologies émergentes deviendraient alors plus compétitives.

L'accès au réseau de transport est un autre obstacle au développement des technologies émergentes. Les réseaux d'électricité sont généralement établis pour raccorder les grandes centrales électriques aux centres de consommation au moyen de vastes réseaux de transport permettant la distribution centralisée de l'électricité. Les règles régissant le raccordement des petits producteurs en région éloignée sont souvent mal définies ou apparemment restrictives. Jusqu'à un certain point, ces questions sont débattues, peut-être davantage dans les marchés qui ont ouvert complètement leur réseau à la concurrence.

Au niveau de l'approbation des projets, les promoteurs des technologies émergentes font souvent face aux mêmes problèmes que les producteurs conventionnels, comme le syndrome « pas dans ma cour ». Ainsi, en raison de leur petite taille, l'application des réglementations peut devenir pour eux relativement coûteuse. Sans compter que les promoteurs de nouveaux projets n'ont pas nécessairement développé l'expertise nécessaire pour se conformer au processus de réglementation.

***La gestion de la demande a le potentiel nécessaire pour apporter une contribution immédiate et substantielle.***

On s'accorde généralement à reconnaître la contribution que pourrait apporter la gestion de la demande au Canada. La plupart des provinces disposent de programmes incitatifs pour réduire la demande globale et la demande de pointe. Grâce à ces programmes, les entreprises de services publics peuvent utiliser l'infrastructure existante avec plus d'efficacité et reporter à plus tard les coûteux travaux d'agrandissement des installations et des infrastructures.

Souvent toutefois, les consommateurs d'électricité ne tirent pas parti des technologies nouvelles qui permettraient de réaliser des économies d'énergie. L'absence de sensibilisation et d'accès au financement sont les deux obstacles les plus souvent cités à une participation plus grande à la GC. Les gros consommateurs d'électricité, comme les manufacturiers, participent peu aux programmes de RD car ils ne sont pas sûrs d'en tirer des avantages économiques; certains n'ont pas non plus la souplesse de fonctionnement voulue pour déplacer la charge entre les périodes de pointe et les périodes creuses.

---

<sup>3</sup> Ce phénomène est souvent associé aux grands projets hydroélectriques à faible coût. Plusieurs provinces utilisent ces « actifs patrimoniaux » comme moyens d'action pour pallier aux coûts plus élevés des nouvelles installations de production.

---

### *Les gouvernements ont eu tendance à soutenir les sources de production traditionnelles.*

L'électricité fait partie intégrante de la vie des Canadiens. Elle sert à éclairer leurs maisons et bâtiments, à régler les feux de circulation, à faire fonctionner leurs ordinateurs et autres appareils électroniques, à procurer le chauffage et la climatisation. Reconnaissant l'importance de l'électricité, les gouvernements des provinces ont toujours joué un rôle actif dans ce domaine. Ainsi, ils établissent des normes pour les installations électriques, mettent en place les organismes nécessaires pour surveiller les infrastructures et s'assurent que les consommateurs peuvent bénéficier d'approvisionnements fiables à des tarifs acceptables.

Les gouvernements ont soutenu les formes traditionnelles de production d'électricité de diverses manières. Dans la plupart des provinces et territoires, des sociétés d'État à intégration verticale ont créé un réseau électrique composé de gros producteurs centralisés. Le gouvernement fédéral et ceux des provinces ont élaboré des directives qui convenaient aux sources de production traditionnelles, comme les grandes centrales hydroélectriques, les centrales nucléaires, au charbon, au gaz et au mazout. Les grands chantiers, comme les réacteurs nucléaires et les barrages hydroélectriques, ont reçu alors du financement garanti par les gouvernements provinciaux et se sont assurés que les coûts des projets soient récupérés.

### **Options possibles**

Les gouvernements reconnaissent depuis longtemps les avantages de la fiabilité des approvisionnements en électricité. Les Canadiens doivent maintenant déterminer les sources de production appropriées à la lumière des préoccupations grandissantes à l'égard de la suffisance des approvisionnements, de la fluctuation des coûts de l'énergie et des questions environnementales. Les technologies émergentes en production d'électricité pourraient apporter des avantages importants aux Canadiens :

- en aidant à assurer un approvisionnement en électricité suffisant et fiable par l'exploitation de sources d'approvisionnement supplémentaires et plus diversifiées;
- en améliorant la qualité de l'air;
- en réduisant les émissions de CO<sub>2</sub> issues de la production d'électricité.

Pour ces raisons, les technologies émergentes pourraient être appelées à jouer un rôle important dans l'offre d'électricité au Canada.

Dans tout projet, l'investisseur cherche à réduire au minimum les risques et les facteurs d'incertitude. Le développement des technologies nouvelles qui, par la force des choses, n'ont pas encore fait leurs preuves présente des risques élevés. Les longs délais auxquels sont soumis les travaux de recherche et développement notamment, d'autres obstacles comme les règles d'accès au réseau mal définies, et le long processus d'approbation environnementale viennent parfois multiplier les risques.

Si les Canadiens souhaitent encourager le développement des technologies émergentes, les gouvernements vont devoir prendre des mesures pour réduire les obstacles (options 1 et 2), promouvoir la coopération (options 3 et 4) et accroître la certitude (options 5 à 7). Ils pourraient jouer un rôle bénéfique en créant, pour attirer les investisseurs, un contexte qui réduit les risques et écarte les obstacles excessifs. C'est précisément le rôle que les gouvernements ont joué dans le passé pour les sources d'électricité traditionnelles. L'ONÉ reconnaît que chaque province est dans une situation qui lui est propre et qu'elle met en oeuvre des politiques appropriées aux circonstances. Toutefois, pour encourager le développement des technologies émergentes, les gouvernements pourraient envisager les options suivantes :

- 
1. Adopter des règles d'accès au réseau de transport d'électricité qui facilitent le développement des technologies émergentes. Les gouvernements provinciaux pourraient envisager d'adopter des règles claires et cohérentes obligeant les exploitants de réseaux à raccorder des sources de remplacement à leurs réseaux. Les gouvernements pourraient également obliger les exploitants de réseaux à donner priorité aux technologies émergentes pour prendre livraison de leur production afin d'accroître la certitude.
  2. S'assurer que les échéanciers établis pour la réglementation sont clairs et que les exigences liées aux demandes d'approbation sont proportionnelles à la taille et à l'ampleur du projet proposé. S'il n'existe pas de règles pour certaines technologies émergentes, il faudrait en élaborer et établir des exigences appropriées, afin de donner l'heure juste aux investisseurs.
  3. Continuer de soutenir la recherche en technologies émergentes. Compte tenu des avantages potentiels à long terme pour le Canada à développer ces sources d'énergie, il serait opportun que les gouvernements prennent en charge une partie des coûts de développement. Une approche coordonnée de la recherche pourrait aider à éviter les doublons et à aplanir les disparités, ce qui aurait pour effet de faire avancer la technologie plus rapidement et plus efficacement.
  4. Encourager les solutions à caractère régional ou interprovincial. Le partage des ressources peut faire converger les synergies, entre le régime éolien et le régime hydroélectrique par exemple. Les échanges d'émissions permettraient aux réseaux alimentés aux combustibles fossiles d'atteindre leurs objectifs de qualité de l'air plus efficacement et aux provinces et territoires dotés de technologies vertes d'accroître leur production et de tirer avantage de la valeur associée aux réductions des émissions (prime verte).
  5. Continuer de fournir des encouragements financiers aux sources d'énergie nouvelles. Les stimulants devraient être fonction de leur stade de développement. Les mesures incitatives, comme l'EPÉÉ et le PEPER, peuvent soutenir les technologies parvenues au stade quasi commercial, alors que d'autres technologies moins développées, comme les piles à combustible, l'énergie de la mer et le charbon épuré, profiteraient des subventions à la recherche et développement.
  6. Faire en sorte que les tarifs d'électricité reflètent plus fidèlement les conditions actuelles du marché. Dans bien des provinces, le régime de réglementation protège les consommateurs contre les tarifs concurrentiels, souvent établis à partir du coût des actifs patrimoniaux développés avec le soutien des gouvernements. Les gouvernements pourraient envisager des régimes de fixation des prix qui favoriseraient le développement des technologies émergentes. Celles-ci appellent des prix plus élevés que ceux payés pour la production d'électricité issue des actifs historiques.
  7. Garantir des prix minimums à l'électricité produite à partir des technologies émergentes, à l'exemple des contrats d'offre standard actuellement proposés en Ontario. Le prix du marché ne tient pas compte de certains coûts environnementaux (effets externes) liés à la production d'électricité; ainsi, des prix minimums garantis pourraient encourager le développement des technologies émergentes qui ont des effets moins néfastes sur l'environnement. Le développement de ces sources d'énergie présente des risques considérables et, compte tenu des avantages globaux que leur développement procurerait, il serait opportun que les gouvernements, au nom des citoyens, assument une partie des risques liés à leur développement.

## INTRODUCTION

Le présent rapport dresse un portrait des technologies émergentes de production d'électricité au Canada. L'intérêt pour l'énergie éolienne, les petites centrales hydroélectriques, la biomasse, l'énergie géothermique, les piles à combustible, les cellules photovoltaïques, l'énergie de la mer et le charbon épuré en guise de sources d'énergie d'avenir continue de grandir. Cet intérêt accru découle des préoccupations constatées dans la plupart des provinces et territoires à l'égard de la suffisance des approvisionnements en électricité, de l'intérêt pour la diversification des approvisionnements, des inquiétudes à l'égard de la qualité de l'air au niveau régional et des préoccupations globales à l'égard des changements climatiques. Certaines provinces et territoires voient aussi dans les technologies émergentes un moyen d'optimiser l'exploitation des réseaux d'énergie électrique et un outil de développement économique local et régional. Le rapport analyse également les programmes de gestion de la demande car ils pourraient devenir des sources d'énergie ou des proches produits de remplacement pour la production d'électricité.

Le rapport a pour principaux objectifs :

- de fournir une évaluation objective et équilibrée des perspectives des technologies émergentes qui puisse devenir la référence en la matière;
- d'informer la population, l'industrie, les organismes non gouvernementaux, les gouvernements et les organismes de réglementation intéressés aux questions d'énergie.

Le rapport met l'accent sur les tendances et les enjeux de ces technologies qui suscitent actuellement un intérêt marqué et qui auraient des incidences appréciables sur l'éventail de production d'électricité à l'échelon régional ou national. L'analyse ne s'engage pas dans des prévisions propres aux technologies émergentes. Il serait plus approprié d'en débattre dans le cadre d'une étude globale de l'énergie, comme dans le contexte des perspectives à long terme de l'Office<sup>4</sup>.

### 1.1 Les technologies émergentes en contexte

Certaines personnes préconisent le développement des technologies émergentes, c'est-à-dire les technologies vertes ou propres, parce que « c'est la chose à faire ». Les tenants de cette approche prétendent que la société ne devrait pas utiliser de technologies de production d'électricité qui portent atteinte à la santé ou à l'environnement alors qu'il existe d'autres technologies sans danger pour l'environnement. Aussi les politiques gouvernementales et les stratégies énergétiques devraient-elles soutenir ou encourager les technologies vertes par principe, voire même sans égard au coût.

Dans la présente évaluation, l'Office préconise plutôt que les décisions concernant l'éventail des sources de production d'électricité futures soient fondées, dans la mesure du possible, sur les principes d'économie de marché et les résultats compétitifs. Le rapport relève toutefois un certain nombre

---

<sup>4</sup> Voir *L'avenir énergétique du Canada : scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025*, ONÉ, 2003

---

d'obstacles et de difficultés auxquels doivent faire face les technologies émergentes. Ces entraves, qui empêchent l'obtention de résultats compétitifs équitables, pourraient être écartées au moyen d'initiatives publiques qui rehaussent ou définissent le rôle des technologies émergentes dans la production d'électricité.

Un autre obstacle aux résultats compétitifs est que, sauf exception, les marchés de l'électricité au Canada sont fortement réglementés et les politiques de fixation des prix des provinces sont le fruit de considérations sociales et non pas uniquement de décisions d'ordre économique. Il en résulte que les consommateurs paient généralement leur électricité moins cher que s'ils évoluaient dans un contexte de marchés concurrentiels. Même si les marchés étaient complètement libres et concurrentiels, certains coûts ne seraient toujours pas répercutés dans les prix (p. ex., les coûts environnementaux associés à la production d'électricité au moyen de combustibles fossiles). Le fait de ne pas tenir compte de ces coûts, c'est-à-dire des « effets externes négatifs », dans les prix du marché a deux incidences potentielles :

- cela encourage la surconsommation du produit, en l'occurrence l'électricité;
- cela décourage le développement des technologies émergentes qui peuvent entraîner des coûts de projet plus élevés mais des coûts environnementaux moindres.

On s'accorde généralement pour dire que si les prix tenaient compte des effets externes, l'écart de coût entre les technologies conventionnelles et les technologies émergentes serait réduit, supprimé, voire même inversé. Ce concept a des répercussions importantes sur le plan des politiques en ce qui concerne les actions à prendre.

Dans son rapport, l'Office a proposé un certain nombre d'options possibles qui auraient pour effet de réduire les obstacles aux résultats compétitifs. Cela dit, l'Office ne préconise nullement une technologie en particulier, soit collectivement, comme les énergies renouvelables, soit individuellement, comme le charbon épuré.

## **1.2 Contenu du rapport**

La suite du présent rapport se décline en quatre autres chapitres.

- Le chapitre 2 donne un aperçu des technologies émergentes, des perspectives internationales, des récentes tendances observées au Canada et des enjeux prioritaires.
- Le chapitre 3 fait l'évaluation de neuf technologies émergentes.
- Le chapitre 4 donne un aperçu des programmes, des stratégies et des perspectives des provinces.
- Le chapitre 5 renferme des observations générales et des options possibles.

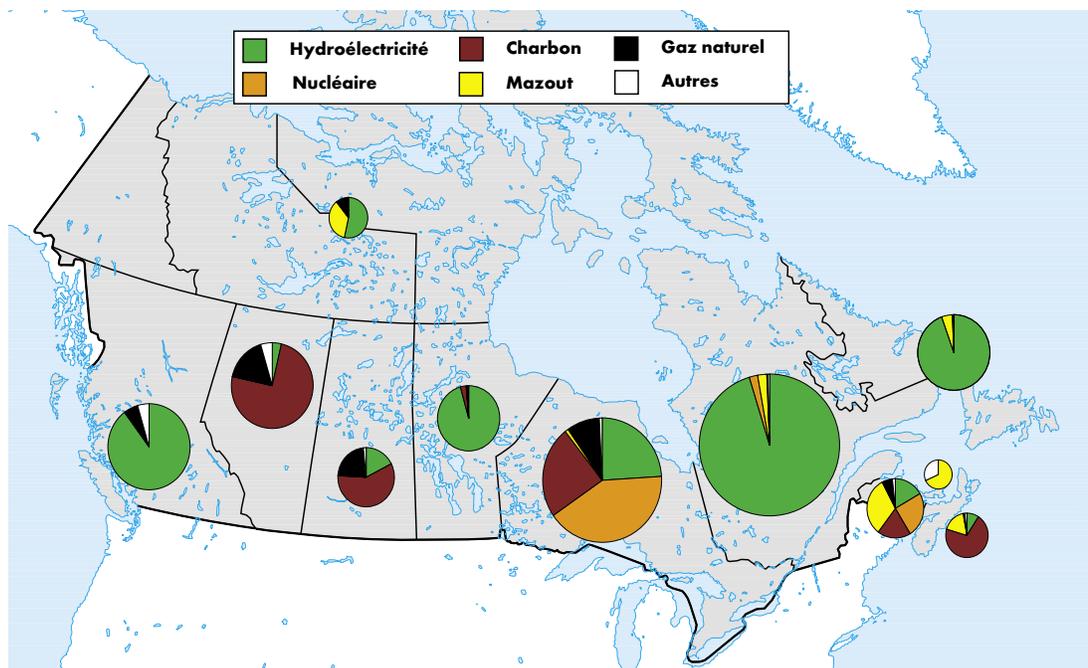
## APERÇU DES TECHNOLOGIES ÉMERGENTES

Le présent chapitre donne un aperçu des facteurs qui influencent le développement des technologies émergentes et fait une évaluation de certains enjeux prioritaires, des incitatifs et des obstacles au développement. Il sera surtout question au début des technologies renouvelables. Les tendances et les enjeux propres à chaque technologie sont abordés dans le chapitre suivant.

Environ 98 % de l'électricité au Canada est produite à partir de l'hydroélectricité, du nucléaire, du charbon et d'autres combustibles fossiles (figure 2.1). Si l'on exclut les grandes centrales hydroélectriques conventionnelles, environ 3 % de l'électricité produite provient de sources renouvelables. Les préoccupations à l'égard de la suffisance des approvisionnements dans l'avenir, de la qualité de l'air et des impacts à long terme du réchauffement planétaire ont incité de nombreux acteurs de l'industrie, responsables de l'élaboration des politiques et citoyens à se pencher davantage sur les technologies renouvelables et autres technologies émergentes. Par exemple, la hausse des prix de l'énergie au cours des dernières années a eu pour effet d'améliorer leur viabilité commerciale, de stimuler la recherche et développement (R et D) et d'encourager le développement rapide de l'énergie éolienne.

FIGURE 2.1

### Production d'électricité au Canada selon la source en 2003 (568 TWh)



Sources : Statistique Canada, ONÉ

---

## 2.1 Perspective internationale

Mises à part les grandes centrales hydroélectriques, le Canada a un faible taux de pénétration des énergies renouvelables à comparer à d'autres pays développés, notamment en Europe où l'utilisation de l'éolien et d'autres technologies d'énergie renouvelable est beaucoup plus répandue. Le taux de pénétration du marché par les énergies renouvelables autres que l'hydroélectricité en Espagne, en Allemagne et au Danemark varie de 6 % à 18 % (données de 2002). Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), si l'on se fie aux politiques existantes et anticipées, la part de marché que les énergies renouvelables accapareront dans l'Europe de l'OCDE devrait passer d'environ 4 % à 17 % entre 2002 et 2030, alors que les prévisions pour l'Amérique du Nord laissent entrevoir une hausse de 3 % à 7 %<sup>5</sup>.

L'écart entre les prévisions pour l'Europe et celles pour l'Amérique du Nord tient essentiellement aux attitudes sociales et aux politiques en vigueur destinées à promouvoir les énergies renouvelables. Au Danemark et en Allemagne par exemple, les énergies éolienne et solaire bénéficient de prix plus élevés que les énergies conventionnelles et elles ont un accès garanti au réseau d'électricité grâce à un mécanisme appelé tarif d'auto-alimentation<sup>6</sup>. Il est important de signaler que ces encouragements ont généré une expertise précieuse dans les pays concernés. L'industrie éolienne au Danemark en est une belle illustration, elle qui exporte maintenant des éoliennes et des génératrices en Amérique du Nord et ailleurs dans le monde.

## 2.2 Perspective canadienne

Au Canada, compte tenu de la structure industrielle en place et des régimes de tarification en vigueur, les technologies émergentes ne parviennent généralement pas à concurrencer la production conventionnelle, pour les raisons suivantes :

- le Canada dispose de ressources énergétiques conventionnelles considérables et exporte toutes les formes d'énergie, y compris l'électricité;
- en partie pour cela, les tarifs d'électricité au Canada sont parmi les plus bas au monde;
- dans la plupart des provinces et territoires, le prix payé pour l'électricité reflète le coût moyen, lequel est normalement inférieur au coût (marginal) des nouvelles sources. On affirme souvent que cet écart de prix constitue un obstacle à la pénétration du marché<sup>7</sup>.

L'utilisation des énergies renouvelables au Canada s'est limitée principalement aux régions qui présentent des avantages économiques spécifiques, comme c'est le cas pour les déchets de bois dans le secteur des pâtes et papiers et pour diverses technologies en zones éloignées où la solution de remplacement est la production aux combustibles fossiles, qui est très coûteuse.

Dans son dernier rapport sur *l'Avenir énergétique*, l'ONÉ prévoyait que l'électricité produite par les énergies renouvelables, à l'exception de l'hydroélectricité classique, augmenterait pour passer à 10 % en 2025 et qu'elle représenterait environ 25 % de la croissance de la production<sup>8</sup>. D'après des

---

5 AIE, *World Energy Outlook 2004*

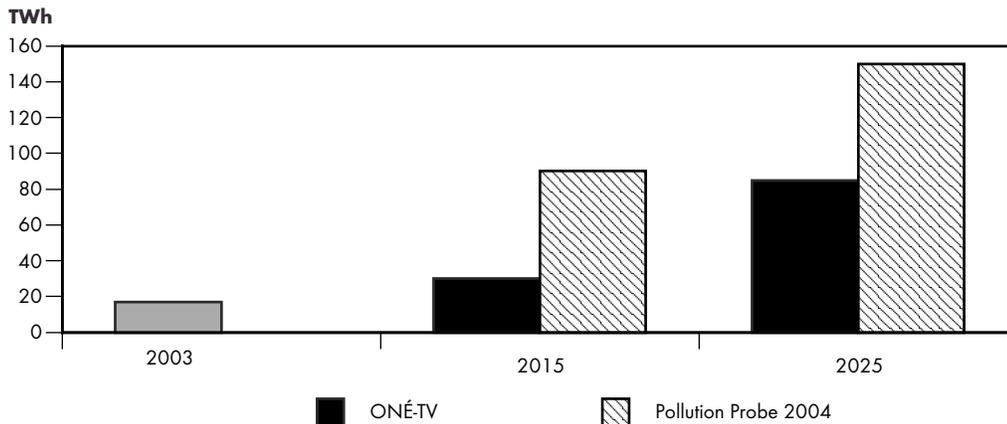
6 Généralement, un tarif d'auto-alimentation établit un prix bien supérieur à celui du marché, sans qu'il y ait de limite à la quantité qui peut être offerte à la vente. Les organismes de réglementation revoient le prix périodiquement.

7 Si le coût moyen est inférieur au coût marginal, c'est dû au fait que les coûts de production ont tendance à croître avec le temps sous l'effet de facteurs comme l'inflation, et au fait que les coûts en capital des ressources existantes ont été largement amortis, ou récupérés, alors que les coûts en capital des nouvelles ressources ne l'ont pas été.

8 *L'avenir énergétique du Canada : scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025*, ONÉ, 2003

FIGURE 2.2

**Production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (TWh)**



Sources : Pollution Probe, *L'énergie verte - Une vision et une stratégie pour le Canada*, 2004  
 ONÉ, *L'avenir énergétique du Canada, scénario Techno-Vert*, 2003

évaluations plus récentes, les perspectives de production d'électricité pour les énergies renouvelables pourraient être beaucoup plus fortes (figure 2.2). Cela serait dû aux écarts enregistrés par rapport aux hypothèses de base (p. ex., les prix, les décisions d'investissements et les choix des consommateurs) ou aux suites des décisions politiques prises (p. ex., l'abandon graduel de la production au charbon en Ontario, la mise en œuvre du *Protocole de Kyoto*). Le degré avec lequel les obstacles au développement des technologies émergentes ont pu être surmontés pourrait également entrer en ligne de compte. Malgré les différences de perspective, on prévoit que la croissance du secteur des énergies renouvelables sera considérable.

**Le consommateur**

L'ampleur de la pénétration des technologies émergentes dans les marchés canadiens dépendra dans une certaine mesure du degré de sensibilisation des consommateurs, qui pourraient développer une préférence pour l'électricité tirée de ces sources. Les recherches effectuées par les entreprises de services publics au Canada et les associations militantes ont révélé un accroissement de l'intérêt des consommateurs et de leur volonté de payer une prime à l'énergie verte. Ainsi, certaines entreprises de services publics ont connu du succès avec leurs programmes de commercialisation de l'énergie verte<sup>9</sup>. Maintenant, les commercialisateurs font face à un nouveau défi : l'électricité est un produit indifférencié au point d'utilisation final, même si elle peut être produite de bien des façons. Tel qu'indiqué plus haut, dans la plupart des provinces et territoires, l'énergie verte a tendance à entraîner des coûts plus élevés que l'énergie tirée d'autres sources.

**2.3 Récentes tendances au Canada**

L'intérêt pour les technologies émergentes s'est accru, en particulier pour l'énergie éolienne. La capacité de l'énergie éolienne a presque triplé entre 2001 et 2005, comptant pour près de 684 MW de capacité de production en place au début de 2006. Cela représente environ 0,6 % de la capacité de production totale canadienne, qui s'élève à 120 000 MW. Sauf rares exceptions, toutes les provinces

<sup>9</sup> Par exemple, le programme Greenmax, commandité par ENMAX, l'entreprise de gaz et d'électricité de Calgary. Les consommateurs ont l'option de payer une prime sur leur facture mensuelle pour compenser l'achat d'énergie éolienne par l'entreprise. Bullfrog Power, un commercialisateur de l'Ontario, vend de l'énergie verte à un prix variant entre 45 % et 55 % au-dessus des tarifs réglementés.

---

ont des chantiers importants en cours. Selon l'Association canadienne de l'énergie éolienne (ACÉÉ), on estime à 7 000 MW la capacité de production d'énergie éolienne qui sera disponible d'ici à 2013.

### **2.3.1 Mécanismes visant à encourager le développement des technologies émergentes**

En plus du réel engouement pour l'éolien, on constate également un intérêt certain pour les petites centrales hydroélectriques, divers projets de production à la biomasse et d'autres technologies. Cela a incité les gouvernements fédéral et provinciaux à réexaminer et instaurer divers programmes et stratégies pour promouvoir les technologies émergentes.

Le gouvernement fédéral a mis en oeuvre des mécanismes de réduction de l'impôt sur le revenu des sociétés, comme les déductions pour amortissement accéléré et les programmes tels l'EPÉÉ et le PEPER. Notons aussi les crédits de soutien au développement du charbon épuré et de l'emprisonnement de CO<sub>2</sub>, et aux travaux de recherche dans divers domaines, comme l'énergie de la mer et les piles à combustible.

Les provinces ont directement ciblé les énergies renouvelables en publiant des demandes de propositions pour une quantité donnée d'énergie renouvelable ou « propre ». Cela met les participants sur un pied d'égalité et les contrats sont adjugés au plus bas soumissionnaire, autrement dit au plus concurrentiel. Certaines provinces, comme la Colombie-Britannique et la Nouvelle-Écosse, ont élaboré des demandes de propositions à l'intention des entreprises de services publics qui imposent une exigence sur le pourcentage minimum de production tirée des énergies renouvelables. Les programmes de demandes de propositions de l'Ontario pour les énergies renouvelables sont guidés par les cibles établies, qui visent à atteindre 5 % du total de la production en 2007 et 10 % en 2010. Le Québec quant à lui impose des exigences de contenu local dans ses demandes de proposition destinées à l'énergie éolienne.

Les gouvernements tant fédéral que provinciaux sont vivement intéressés à mettre à profit la R et D effectuée dans le domaine des technologies émergentes pour l'intégrer dans le développement économique national et régional, un secteur à croissance rapide. Les piles à combustible, le charbon épuré et l'énergie de la mer bénéficient du soutien des gouvernements fédéral et provinciaux.

L'approche adoptée par le Canada pour promouvoir le développement commercial des énergies renouvelables, principalement par des demandes de propositions, contraste avec celle adoptée par des pays d'Europe comme le Danemark et l'Allemagne, qui privilégie le tarif d'auto-alimentation. L'utilisation du tarif d'auto-alimentation en Europe stimulerait le développement des énergies renouvelables, en particulier l'éolien et le solaire. En adoptant cette approche en partie, l'Office de l'électricité de l'Ontario devrait mettre en oeuvre un « contrat d'offre standard » qui procurera un prix fixe plus élevé aux petits projets de production d'électricité – inférieurs à 20 MW. Elle veut ainsi réduire le coût et la complexité du processus de demande de propositions (DP).

Les coûts liés au développement des technologies émergentes ont diminué sensiblement depuis 25 ans (figure 2.3) et l'on s'attend à ce qu'ils diminuent encore. Cela est attribuable à certaines découvertes (matériaux plus légers, éoliennes de plus grande taille et plus efficaces), aux économies d'échelle et à l'expérience acquise.

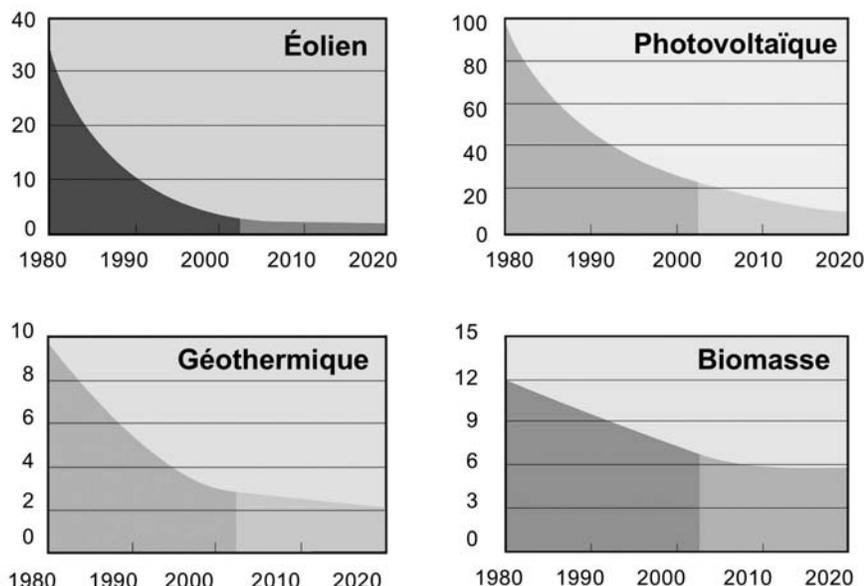
La diminution des coûts des technologies émergentes et la hausse marquée des coûts des combustibles fossiles ces dernières années laissent croire que certaines technologies émergentes sont peut-être maintenant plus compétitives que les technologies de production conventionnelles. La figure 2.4 en est une illustration, particulièrement lorsque les énergies émergentes (côté droit de la figure) peuvent

être produites dans la partie inférieure de leur plage de coûts respective. L'avantage de nombreuses technologies émergentes provient du fait qu'elles nécessitent peu ou pas de combustibles, de sorte que les coûts liés à leur production ne sont pas assujettis à la même volatilité que la production alimentée au gaz naturel par exemple. Toutefois, si les coûts deviennent plus élevés que le prix fixé par le coût de la production conventionnelle (côté gauche de la figure), les technologies émergentes ne seront pas compétitives et celles. Puisqu'elles exigent d'importants capitaux, elles feront fuir les investisseurs.

FIGURE 2.3

**Tendances des coûts de l'énergie renouvelable**

¢US/kWh (en dollars constants de 2000)

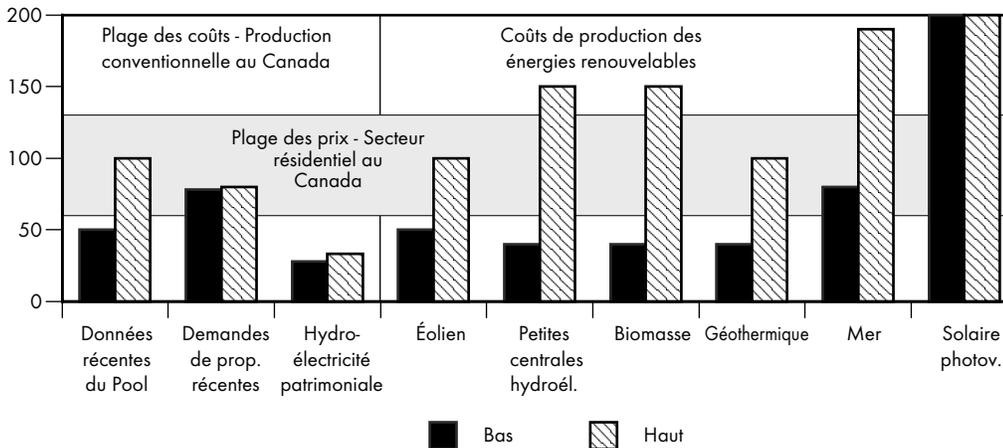


Source : National Renewable Energy Laboratory (U.S.), octobre 2002 ([www.nrel.gov/analysis/docs/cost\\_curves](http://www.nrel.gov/analysis/docs/cost_curves))

FIGURE 2.4

**Coûts de l'approvisionnement – Technologies émergentes par rapport à la production conventionnelle**

\$/MWh



Sources : CANMET, 2005, Ministère de l'Énergie de l'Ontario, 2005, Sondage sur le prix de l'électricité mené par Hydro-Québec, 2005

## *Échanges de droits d'émission*

Le *Protocole de Kyoto* a donné une nouvelle impulsion aux marchés internationaux du carbone et aux échanges de droits d'émission. Les échanges de droits d'émission sont un moyen à moindre coût de permettre aux participants d'atteindre leurs cibles de réduction de leurs émissions. Les participants peuvent acheter des unités pour compenser les émissions produites au-dessus de leurs cibles, ou vendre des unités lorsqu'ils réduisent leurs émissions au-dessous de leurs cibles. Ceux qui ne se conforment pas s'exposent à des pénalités. La présence d'un marché pour ces unités crée une valeur pour les réductions d'émissions et stimule les investissements dans les domaines les plus financièrement avantageux.

Il existe essentiellement deux types d'échanges de droits d'émission :

- les programmes de plafond d'émission et d'échange de droits d'émission;
- les programmes sans plafond d'émission, tels les systèmes de crédits.

Les programmes de plafond d'émission et d'échange de droits d'émission sont des systèmes fermés qui autorisent les échanges de permis. L'existence d'un plafond du nombre de permis alloués à une entreprise crée la rareté nécessaire pour l'émergence d'un marché d'échanges.

Les programmes sans plafond d'émission – ou système de crédits – sont des systèmes ouverts. Les crédits d'émission s'accumulent par le biais de projets qui ramènent les émissions au-dessous d'un niveau de référence. Les crédits d'émission certifiés peuvent alors être soit vendus dans le cadre d'un programme d'échanges de droits d'émission, soit utilisés pour compenser une autre obligation d'émission (p. ex., le mécanisme pour un développement propre du *Protocole de Kyoto*).

Les échanges de droits d'émission présentent les avantages suivants :

- les émetteurs ont la flexibilité de choisir entre émettre et cesser d'émettre;
- l'innovation et l'investissement dans la nouvelle technologie sont récompensés;
- un signal de prix commun pour que les réductions aient lieu là où elles sont les moins coûteuses.

Parmi les désavantages des échanges de droits d'émission, il y a :

- la nécessité de surveillance, de production de rapports, de vérification et de conformité de l'infrastructure (à l'exemple de la réglementation traditionnelle);
- le risque élevé que l'attribution de cibles/d'allocations prête à controverse.

Le programme d'échanges de droits d'émission de GES de l'Union européenne est entré en application le 1<sup>er</sup> janvier 2005; il s'agit du plus vaste programme de plafond d'émission et d'échange de droits d'émission au monde, qui embrasse plusieurs pays et plusieurs secteurs. Environ 12 000 usines et centrales ont obtenu des quotas de CO<sub>2</sub>, représentant 45 % des émissions de CO<sub>2</sub> dans l'Union européenne. Durant la première période d'échanges, soit de 2005 à 2007, les programmes d'échanges de droits d'émission ne couvrent que les émissions de CO<sub>2</sub> des grands émetteurs finaux (GEF) de certains secteurs énergivores, même si une évaluation sera effectuée pour la seconde période d'échanges, qui va de 2008 à 2012, pour permettre d'améliorer les règles du marché et d'envisager l'ouverture du marché à d'autres secteurs.

Le Gouvernement du Canada est en train d'élaborer un programme d'échanges de droits d'émission de GES pour les gros consommateurs industriels d'énergie. L'objectif global du Canada est de réduire ses émissions de GES de 270 mégatonnes, ou 6 %, par rapport aux niveaux de référence de 1990. Les GEF, qui représentent 700 entreprises des secteurs pétrolier et gazier, de production d'électricité, des mines et manufacturiers, comptent pour une large part dans le plan que s'est donné le Canada pour respecter ses objectifs. Les GEF seront réglementés pour qu'ils réduisent leurs émissions de GES de 45 mégatonnes, ou 15 %, au-dessous du niveau d'émission de référence entre 2008 et 2012. Le coût de réduction des émissions est plafonné à 15 \$/tonne de CO<sub>2</sub> d'ici à 2012.

Dans le cadre du programme d'échanges de droits d'émission mis en place par le Canada, les GEF pourront atteindre leurs cibles de réduction de leurs émissions en investissant dans des plans de réduction à l'interne ou en achetant des crédits de réduction des émissions. Les crédits peuvent être achetés de plusieurs façons, notamment : auprès d'autres GEF qui ont dépassé leurs cibles; auprès d'un marché de crédits compensatoires où les projets créent des crédits en réduisant les émissions par rapport à un niveau de référence, comme les projets de captage et de torchage des gaz d'enfouissement, et en réduisant et supprimant les déchets agricoles et forestiers; et à l'international par le biais des échanges internationaux de droits d'émission, du mécanisme d'application conjointe ou du mécanisme pour un développement propre, conformément au *Protocole de Kyoto*.

---

Lorsqu'elles sont utilisées dans la production décentralisée (c'est-à-dire lorsque la production se fait à proximité de l'utilisateur final), les technologies émergentes peuvent présenter un avantage par rapport aux technologies conventionnelles. Alors que les coûts de transport doivent être ajoutés aux coûts de la production conventionnelle pour établir les prix au consommateur (zone ombrée de la figure 2.4), la production décentralisée ne nécessite pas de transport. Ainsi, l'écart de coûts par rapport à la production conventionnelle est réduit du montant des économies de transport réalisées.

### **2.3.2 Obstacles aux technologies émergentes**

#### *Effets externes*

Si l'on compare les technologies émergentes avec les technologies conventionnelles, on constate que les coûts externes (c.-à-d., les effets externes négatifs) associés à la pollution atmosphérique et d'autres coûts environnementaux ne sont pas pris en compte dans les prix de l'électricité. Si les prix du marché tenaient compte de ces coûts (c.-à-d., s'ils étaient internalisés), les tenants de cette approche pensent que les technologies émergentes seraient plus concurrentielles et éventuellement disponibles à un coût même inférieur à celui de la production conventionnelle.

Un concept connexe qui pourrait modifier le coût total de la production est la méthode d'établissement du coût en fonction d'un cycle complet. Cette méthode tient compte des coûts environnementaux au point de production (p. ex., le gaz naturel employé pour produire l'électricité a des émissions en amont aux étapes de la production et du transport), et non pas seulement au point de consommation, et des coûts liés au retrait ou à la mise au rancard d'un bien (p. ex., les coûts à long terme de l'élimination des déchets nucléaires).

On peut obtenir une valeur plus élevée de l'exploitation des technologies de production propres par le biais des programmes de crédits d'émissions ou d'échanges de crédits d'émissions à l'échelle régionale ou nationale. Ces programmes tirent parti des mécanismes du marché pour réduire les émissions de manière efficace.

#### *Autres obstacles*

On prétend souvent que les tarifs d'électricité ne reflètent pas les coûts réels du fait qu'ils sont établis en fonction des coûts historiques, ce qui expliquerait que les prix sont en deçà des coûts de développement de la nouvelle production<sup>10</sup>. Cela entraîne une augmentation de la consommation et n'incite pas à investir dans les technologies émergentes. Si les prix étaient soumis aux mêmes règles du jeu, les technologies émergentes deviendraient alors plus concurrentielles. Dans une certaine mesure, cela peut se faire par voie de demandes de propositions axées sur les énergies renouvelables ou les énergies propres.

L'accès au réseau de transport est un autre obstacle au développement des technologies émergentes. Les réseaux d'électricité sont généralement établis pour raccorder les grandes centrales électriques aux centres de consommation au moyen de vastes réseaux de transport permettant la livraison centralisée de l'électricité. Les règles régissant le raccordement des petits producteurs en région éloignée sont souvent mal définies ou apparemment restrictives. Il peut toutefois y avoir des problèmes de fiabilité à raccorder de nombreuses petites centrales sans une planification soignée du réseau et sans des règles d'accès au réseau bien définies. Jusqu'à un certain point, ces questions sont débattues, peut-être

---

<sup>10</sup> Ce phénomène est souvent associé aux grands projets hydroélectriques à faible coût. Plusieurs provinces utilisent ces « actifs patrimoniaux » comme moyens d'action pour pallier aux coûts plus élevés des nouvelles installations de production.

---

davantage dans les marchés qui ont ouvert complètement leur réseau à la concurrence. Par exemple, l'Alberta s'est engagée à moderniser son réseau de transport pour permettre la production d'énergie éolienne et son développement.

Au niveau de l'approbation des projets, les promoteurs des technologies émergentes font souvent face aux mêmes problèmes que les producteurs conventionnels, comme le syndrome « pas dans ma cour ». Ainsi, en raison de leur petite taille, l'application des réglementations peut devenir pour eux relativement coûteuse. Sans compter que les promoteurs n'ont pas nécessairement développé l'expertise nécessaire pour mettre en œuvre le processus de réglementation. Cela a mené certains d'entre eux à réclamer des exigences réglementaires, en particulier celles liées aux évaluations environnementales, qui soient en correspondance avec la taille et l'ampleur du projet.

### **2.3.3 Gestion de la demande**

Les facteurs à l'origine de l'intérêt porté au développement des technologies nouvelles ou propres de production d'électricité sont les mêmes que ceux qui incitent à réduire ou limiter la consommation d'énergie. En effet, dans bien des pays, notamment au Canada et aux États-Unis, on observe une tendance à « regrouper » les énergies renouvelables et la GC dans l'arsenal des stratégies vertes. Par exemple, la DP de l'Ontario en 2004 comprenait des soumissions relatives à la GC. Dans ce type de soumissions, le participant doit faire la preuve qu'il peut faire des investissements qui auront pour effet de réduire la consommation, ce qui a le même effet qu'une hausse de la production.

Bien souvent, il revient moins cher d'économiser une unité d'électricité que d'en acheter ou en produire une. Cela a ravivé l'intérêt pour la gestion de la demande, absente du paysage depuis le début des années 80. La mise en œuvre de mesures de gestion de la demande procure une foule d'occasions d'économiser l'énergie, mais elle est contrecarrée par plusieurs obstacles, comme l'envoi de signaux de prix appropriés aux consommateurs et le dédommagement des entreprises de services publics pour les pertes de revenus potentielles. Toutefois, on tire des leçons de l'expérience de l'industrie du gaz naturel, et les responsables des politiques, les organismes de réglementation et les entreprises de services publics du pays sont en train de mettre sur pied des programmes et d'établir des cibles.

On peut instaurer des programmes pour gérer le niveau de consommation d'électricité global, ou la demande de pointe (RD). Cela va de l'installation de compteurs horaires (comme en Ontario) à des approches plus traditionnelles consistant à accorder des encouragements directs aux consommateurs (comme les programmes *Éner Sages* au Manitoba et en Colombie-Britannique). La gestion de la demande est abordée plus à fond à la section 3.9.

## **2.4 Résumé des technologies**

Le tableau 2.1 donne un résumé des technologies discutées dans le présent rapport, en précisant la plage de coûts pour chaque technologie. Les principales caractéristiques de chacune des technologies sont tirées des évaluations évoquées au chapitre 3.

**T A B L E A U 2 . 1**

**Exemple des coûts de production d'électricité –  
Technologies émergentes et technologies conventionnelles**

<b>Technologie émergente<sup>1</sup></b>	<b>Plage de coûts (\$/MWh)</b>	<b>Capacité de l'unité/de la centrale<sup>3</sup></b>	<b>Commentaires</b>
Énergie éolienne	50 à 100	1 à 2 MW; parcs d'éoliennes de 50 à 150 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Temps d'installation relativement court</li> <li>• Sa nature intermittente nécessite de l'énergie d'appoint ou supplémentaire tirée d'autres sources de production</li> </ul>
Petites centrales hydroélectriques	40 à 150	Moins de 25 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Technologie bien établie</li> <li>• Possible opposition à cause du syndrome « pas dans ma cour »</li> <li>• Capacité limitée/pas de stockage; en conséquence, l'intermittence peut en limiter l'attrait</li> </ul>
Biomasse	40 à 150	10 à 50 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grande variété de technologies et de charges d'alimentation, comme les déchets forestiers, agricoles et urbains, et les gaz d'enfouissement</li> <li>• Capacité de charge de base</li> </ul>
Énergie géothermique	40 à 100	100 à 200 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sites disponibles limités</li> <li>• Coûts de raccordement au réseau potentiellement élevés, selon l'emplacement</li> <li>• Capacité de charge de base</li> </ul>
Énergie solaire photovoltaïque	200 à 500	Varie au point de consommation	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coûteuse; intermittente</li> <li>• Applications de créneau et de production décentralisée, surtout là où les solutions de remplacement sont très coûteuses</li> </ul>
Piles à combustible	100 à 150	1 à 100 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Encore coûteuses; les coûts ne comprennent pas toute l'infrastructure des installations</li> <li>• Il faudrait une nouvelle découverte technologique pour obtenir des coûts dans la partie inférieure de la plage</li> <li>• Applications de créneau; capacité de cogénération et de pointe</li> </ul>
Énergie de la mer (vagues et courants de marée)	80 à 190	Moins de 1 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coûts incertains (fondés sur un nombre limité de projets à vocation commerciale)</li> <li>• Intermittente, mais raisonnablement prévisible (courants de marée)</li> <li>• Applications de production décentralisée dans les zones côtières</li> </ul>
GICC (à l'exception de l'emprisonnement)	50 à 60	250 à 500 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coûteuse par rapport au charbon conventionnel</li> <li>• Peu de projets à vocation commerciale en cours</li> <li>• Flux de CO<sub>2</sub> favorable à l'emprisonnement</li> </ul>
Gestion de la demande	0 à 50	Varie au point de consommation	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Certaines mesures ne coûtent pour ainsi dire rien, alors que d'autres nécessitent d'importants investissements</li> <li>• Avantages potentiels pas toujours perçus comme étant réalisables, ce qui en limite l'application</li> </ul>
<b>Technologies conventionnelles<sup>2</sup></b>			
Pool d'énergie récent	50 à 100	250 à 500 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plage de prix typique des marchés de gros concurrentiels de l'Ontario et de l'Alberta; prix fixés principalement en fonction de ceux du gaz et du charbon et par les conditions des marchés adjacents (É.-U. et autres provinces)</li> </ul>
Récents demandes de propositions	78 à 80	100 à 200 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Propositions « acceptées » par l'Office de l'électricité et le ministère de l'Énergie de l'Ontario pour les demandes émises en 2004 (production au gaz naturel, principalement)</li> </ul>
Hydroélectricité patrimoniale	28 à 33	De plusieurs centaines à plusieurs milliers de MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coûts en vigueur au Québec (2,79 ¢/kWh) et en Ontario (3,3 ¢/kWh)</li> </ul>

1. Les coûts de l'éolien, des petites centrales hydroélectriques, de la biomasse, de la géothermie, du solaire photovoltaïque et de l'énergie de la mer proviennent de CANMET (RNCAN) et de l'AIE. Les coûts des piles à combustible sont des estimations de l'ONÉ; les coûts de la GICC proviennent du ministère de l'Énergie de l'Ontario et du CERL. Les coûts de la gestion de la demande proviennent de récentes études menées aux États-Unis et en Ontario, tel qu'indiqué à la section 3.9.

2. Les coûts des technologies conventionnelles sont fondés sur les prix des marchés de gros concurrentiels de l'Ontario et de l'Alberta, et sur les résultats publiés à la suite des demandes de propositions de l'Ontario. Les coûts de l'hydroélectricité patrimoniale sont des coûts publiés au Québec et en Ontario. Au Québec, ces coûts font référence aux 165 premiers TWh produits par année et en Ontario ils font référence principalement aux actifs hydroélectriques d'Ontario Power Generation.

3. La capacité des centrales est donnée à titre d'exemple; elle n'est pas directement associée aux coûts.

## ÉVALUATION DES TECHNOLOGIES

### 3.1 Éoliennes

Depuis dix ans, la capacité de production d'énergie éolienne dans le monde s'est accrue à un rythme moyen supérieur à 30 % par année. C'est en Europe que la capacité en place est la plus imposante avec 35 000 MW. Loin derrière au deuxième rang vient l'Amérique du Nord avec 7 500 MW. D'après des calculs estimatifs effectués en 2004, les cinq pays où la capacité d'énergie éolienne en place est la plus grande sont l'Allemagne, les États-Unis, l'Espagne, le Danemark et l'Inde.

Le Canada a connu sa meilleure année en 2005 au chapitre des ajouts à la capacité éolienne. À la fin de 2005, la capacité en place avait atteint 684 MW. Il existe plusieurs facteurs à l'origine d'un intérêt accru à l'endroit de l'énergie éolienne, notamment, les coûts moindres des installations de production, la hausse des prix des combustibles fossiles, l'ouverture, dans certaines provinces, de marchés de production concurrentielle aux producteurs d'énergie indépendants, l'adoption de normes volontaires ou obligatoires relatives au portefeuille d'énergie renouvelable et des programmes incitatifs comme celui d'EPÉÉ.

#### 3.1.1 Technologie

La technologie éolienne continue de progresser rapidement. Selon une étude d'Emerging Energy Research (EER), un cabinet américain de recherche et de consultation, les centrales éoliennes sont désormais des sources d'énergie rentables pour les services publics aux États-Unis et au Canada<sup>11</sup>.

#### *Ressources*

Le vent qui souffle en un lieu précis est mesuré en fonction de sa vitesse moyenne sur l'année. En général, un lieu est jugé peu propice si la vitesse de ces vents est inférieure à 14 km/h; propice avec des vents d'une vitesse se situant entre 18 et 22 km/h; excellent lorsque la vitesse des vents est supérieure à 25 km/h. La quantité d'énergie produite et le moment de sa production, en tenant compte de la charge, sont régis par les écarts horaires, quotidiens et saisonniers enregistrés pour la vitesse des vents. Par exemple, un endroit où les vents sont forts en hiver conviendrait mieux dans un contexte où une plus grande quantité d'énergie est requise par temps froid. Comme la vitesse des vents est moindre plus près du sol en raison de la friction, plus les tours des éoliennes sont hautes, plus les vents sont forts et plus la quantité d'énergie produite est grande.

Tout élément à l'origine d'irrégularités à la surface du sol, qu'il s'agisse par exemple de végétation ou d'obstacles comme des immeubles ou des collines, a une incidence sur la vitesse des vents. Il est fréquent que cette vitesse s'accroisse à l'approche d'un obstacle, puis qu'elle décroisse en aval

---

11 Étude d'Emerging Energy Research intitulée *U.S./Canada Wind Power Markets and Strategies, 2004-2010*

(et il peut alors y avoir de fortes turbulences). Par conséquent, les éoliennes sont souvent placées près du sommet de collines et de crêtes, sur le versant amont, bien en retrait des immeubles et autres structures.

### *Caractéristiques d'exploitation*

Une éolienne produit de l'énergie en transformant la force de poussée des vents sur les pales en une force de rotation. La quantité d'énergie ainsi transférée au rotor dépend principalement de trois facteurs :

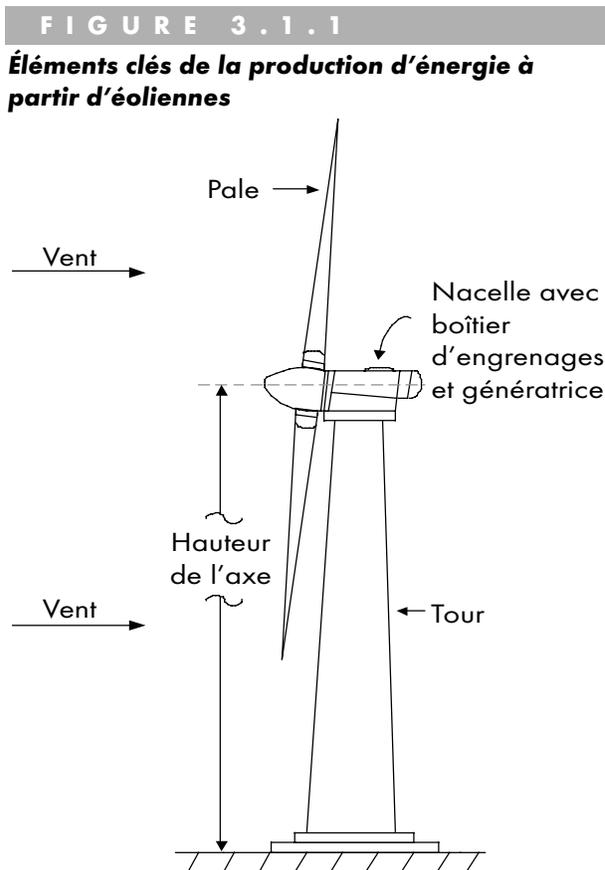
- vitesse du vent;
- masse volumique de l'air;
- diamètre du rotor (surface balayée par les vents).

Le paramètre de production le plus important est la vitesse des vents. Lorsque cette vitesse est suffisamment élevée pour vaincre la résistance par frottement opposée par le groupe motopropulseur de l'éolienne, le rotor tourne et produit une petite quantité d'énergie. La vitesse de « mise en branle » équivaut habituellement à une légère brise de quelque 4 m/s ou 15 km/h. Lorsque la vitesse du vent augmente, la production d'énergie s'accroît considérablement puisque la teneur énergétique du vent augmente du cube (puissance 3) de sa vitesse. Si la force des vents devait dépasser la capacité nominale de l'éolienne, les systèmes de commande freineraient la turbine afin d'éviter tout dommage à la machinerie. Une telle « coupure » survient habituellement lorsque les vents atteignent une vitesse d'environ 90 km/h.

L'énergie cinétique produite par le vent dépend de la masse volumique de l'air. En général, plus on s'élève au-dessus du niveau de la mer, moins l'air est dense. La quantité d'énergie recueillie par une turbine sous l'effet du vent est fonction de la dimension des pales et la puissance de la turbine augmente avec le carré du diamètre des pales.

Les éoliennes modernes sont automatisées et n'exigent que peu de supervision de la part du personnel sur place. Un anémomètre placé au-dessus de la nacelle (l'enveloppe protectrice d'une éolienne à axe horizontal) mesure continuellement la vitesse des vents (figure 3.1.1).

Un air froid et dense est préférable puisqu'il est synonyme d'une plus grande énergie comparativement à des vents de même vitesse plus chauds et moins denses, mais les températures froides peuvent fragiliser les matériaux et être



---

à l'origine de givre, phénomène qui entraîne une production d'énergie moindre et qui peut lui aussi endommager l'équipement.

Pour la plupart, les turbines modernes ont une durée de vie théorique d'au moins 25 ans. Comme avec tout ce qui est mécanique, il est possible que pendant cette période il faille remplacer certaines pièces. Les calendriers d'entretien prévoient rarement des travaux d'une durée supérieure à un ou deux jours sur une année. Cette situation est fort différente de celle qui prévaut avec les centrales classiques au charbon, pour lesquelles des travaux d'entretien nécessitant un arrêt d'exploitation d'au moins un mois sont normalement prévus tous les 18 mois.

### **3.1.2 Questions commerciales et de réglementation**

L'énergie éolienne coûte environ le cinquième de ce qu'elle coûtait il y a vingt ans, ce qui est dans une large mesure le résultat du recul des coûts d'immobilisations requis par unité de capacité en place et de la plus grande efficacité du matériel utilisé. Si les tendances à la baisse se maintiennent, les coûts pourraient se situer entre 3,4 et 5,5 cents US/kWh d'ici 2020.

Au Canada, compte tenu des prix beaucoup plus élevé du gaz naturel ces dernières années, dans certaines régions, l'énergie éolienne est maintenant en mesure de faire concurrence à l'énergie produite par des centrales alimentées au gaz. Au Québec, la première DP pour 1 000 MW a mené à une offre de 990 MW à un coût moyen de 6,5 cents/kWh. En Ontario, le coût estimatif moyen associé à une DP pour 350 MW d'énergie éolienne a été établi à 8,0 cents/kWh. Hydro-Québec Distribution (HQD) a estimé que l'intégration et l'équilibrage de l'énergie tirée de projets éoliens ajouteront 0,5 cent/kWh aux coûts.

Aucun combustible n'étant requis pour la production d'énergie éolienne, les coûts de cette production sont surtout fonction des immobilisations et des frais d'exploitation. Les coûts des immobilisations sont plus ou moins élevés selon l'endroit et peuvent représenter de 90 % à 95 % des coûts de production. Dans le cadre de projets récents, ils ont varié entre 1 200 \$/kW et presque 2 000 \$/kW. Selon l'ACÉEÉ, la mise en place de chaque mégawatt d'énergie éolienne nécessite des investissements de 1,8 million de dollars.

Le facteur de capacité d'un parc d'éoliennes a une incidence sur la quantité d'électricité produite et constitue un autre facteur déterminant lorsqu'il s'agit d'établir le coût de l'énergie éolienne. Pour la plupart, les parcs d'éoliennes au Canada sont exploités entre 25 % et 35 % de leur capacité. Dans le cas du récent projet de parc d'éoliennes au Québec (contrats accordés à l'égard d'une capacité de 990 MW après la première DP pour 1 000 MW), on s'attend à un facteur de capacité moyen de 36,6 %.

Au-delà de la simple question des ressources, il faut savoir quelle quantité d'énergie éolienne peut être efficacement intégrée au réseau et à quel coût. Le réseau danois est en mesure d'intégrer une forte proportion d'énergie éolienne (environ 20 % de l'offre) du fait qu'il bénéficie de bonnes interconnexions avec les pays voisins (c.-à-d. la Suède, la Norvège et l'Allemagne), pouvant servir de sources d'alimentation auxiliaire. De façon plus générale, il existe des limites, quant au niveau d'intégration au réseau, au-delà desquelles la viabilité opérationnelle de certaines installations de production devient incertaine et la complexité accrue de l'exploitation commerciale n'est plus gérable. En outre, de nombreux emplacements sont isolés, ce qui exige la construction de nouvelles lignes de transport ou le prolongement d'installations existantes pour que l'énergie produite puisse être acheminée jusqu'aux marchés de consommation. Le coût d'intégration de la nouvelle production d'énergie éolienne peut constituer un facteur économique important.

Il est fréquent que le coût d'accès au réseau de transport ne soit pas inclus dans les calculs estimatifs des coûts de l'énergie éolienne (comme des autres sources d'énergie renouvelable) car il varie selon l'emplacement et est difficile à anticiper. Il arrive souvent qu'il faille faire des compromis entre la qualité des ressources éoliennes et les coûts d'accès au réseau et de transport. Une qualité accrue des ressources éoliennes permet une plus grande production d'énergie, mais de telles ressources peuvent se trouver en des lieux plus isolés et les coûts connexes d'aménagement de l'emplacement et de transport peuvent être plus élevés en raison de l'ajout à la capacité de transport, de l'amélioration du réseau ou de la greffe de nouvelles interconnexions. Par exemple, le coût de transport de HQD, y compris les pertes associées aux parcs d'éoliennes à construire en Gaspésie, est de 1,3 cent/kWh. L'intégration au réseau n'est pas techniquement impossible, même pour des parcs d'éoliennes en régions isolées, mais une telle intégration n'est pas rentable dans tous les cas. Du fait que la capacité de transport ne peut être utilisée que dans une proportion de 25 % à 35 % du temps, il existe une limite à la quantité d'énergie éolienne pouvant être intégrée de façon rentable au réseau de transport d'électricité. Par exemple, toutes choses étant égales par ailleurs, le coût de transport associé à un parc d'éoliennes de 400 MW qui serait exploité selon un facteur de capacité de 30 % sera environ le triple de celui associé à une centrale de 400 MW alimentée au charbon et exploitée à pleine capacité.

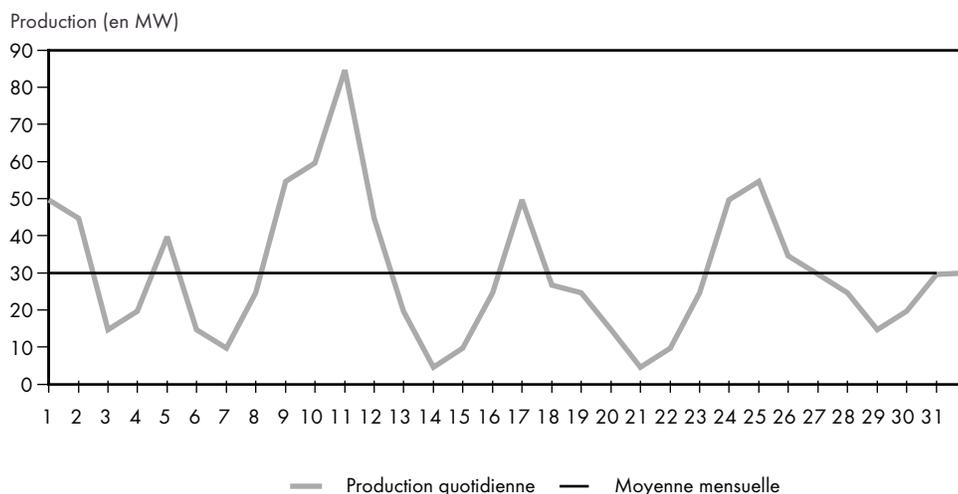
Les fournisseurs d'énergie éolienne signent souvent des contrats d'approvisionnement à long terme (de 15 à 20 ans) avec des distributeurs locaux d'électricité. Habituellement, les prix touchés par les fournisseurs augmentent d'année en année en tenant compte d'un facteur d'indexation quelconque. Une quantité minimale d'énergie sur une certaine période de temps est garantie aux distributeurs. En général, l'organisme de réglementation au palier provincial doit approuver de tels contrats. L'emplacement des projets de production d'énergie éolienne est également assujéti à l'obtention d'approbations réglementaires.

### *Intermittence de l'énergie éolienne*

En raison de l'intermittence ou de la variabilité des ressources éoliennes, cette forme d'énergie n'est pas toujours disponible. Cette variabilité peut avoir des répercussions directes sur la fiabilité du réseau électrique étant donné qu'il est impossible de compter sur le vent pour ce qui est de la charge de base requise. Donc, compte tenu de l'intermittence, il doit exister d'autres sources d'énergie pour les périodes sans vent (figure 3.1.2).

**FIGURE 3.1.2**

#### **Exemple de profil de production d'un parc d'éoliennes de 100 MW**



---

Il existe un certain nombre de mesures pouvant atténuer les problèmes liés à l'intermittence du vent, notamment la dispersion géographique, les études prévisionnelles et la synergie avec les réseaux hydroélectriques.

Si des éoliennes parsèment une vaste étendue géographique, il est peu probable que les vents cessent de souffler partout en même temps. Cependant, les promoteurs de projets éoliens souhaitent plutôt concentrer les installations aux endroits où les vents moyens permettront de produire le maximum d'énergie. Des prévisions (quotidiennes ou horaires) de la vitesse des vents et de la production conséquente des éoliennes sont utiles puisqu'elles permettent aux exploitants de mieux anticiper les changements.

Une synergie naturelle existe entre les éoliennes et l'hydroélectricité. Les centrales hydroélectriques peuvent rapidement modifier leur débit de manière à réagir aux changements dans la production éolienne. Cette dernière peut très bien servir de complément aux installations hydroélectriques, car l'énergie produite alors que les vents soufflent peut donner le temps de renflouer les niveaux d'eau aux barrages en vue de la production future.

La quantité d'énergie éolienne qu'un réseau d'électricité peut absorber est tributaire de la configuration de ce réseau. Selon des études techniques effectuées et l'expérience acquise en Europe ainsi qu'aux États-Unis, un réseau à prédominance thermique devrait être en mesure de fonctionner normalement avec jusqu'à 10 % de la capacité de production en place attribuable à des éoliennes, mais il pourrait être possible d'ajouter jusqu'à 20 % à la capacité d'un réseau principalement hydroélectrique.

### **3.1.3 Questions environnementales**

L'énergie éolienne est une source d'énergie renouvelable non polluante. La charge d'alimentation est illimitée, les émissions et les déchets sont inexistantes, tandis que l'installation du matériel ou sa désaffectation perturbent relativement peu le milieu. La présence de parcs d'éoliennes peut réduire les émissions de GES en remplaçant une partie de l'énergie produite au moyen de combustibles fossiles pour répondre à la demande existante et en évitant d'avoir à ériger de nouvelles centrales alimentées en combustibles fossiles afin de répondre à des besoins futurs.

Même si le vent est considéré être une source d'énergie verte, les promoteurs de parcs d'éoliennes sont confrontés à d'importantes questions d'ordre esthétique. La plupart du temps, ces parcs couvrent de grandes superficies et on se plaint parfois qu'ils font du bruit, que le coup d'œil laisse à désirer et qu'ils constituent une menace pour les oiseaux et les chauves-souris. Comme l'énergie éolienne occupe une place de plus en plus grande sur le réseau électrique, il est possible que d'autres contraintes se posent, comme, par exemple, celles associées à la pollution par le bruit. Ces questions peuvent être réglées au moment du choix de l'emplacement et de la conception des tours, ainsi que grâce à la faible vitesse de rotation des éoliennes modernes.

### **3.1.4 Initiatives de l'industrie et du gouvernement**

L'ACÉÉ a proposé un objectif de construction d'installations de production de 7 000 MW d'ici 2013. Elle est d'avis que la réalisation d'un tel objectif est tout à fait plausible et contribuerait au respect des exigences imposées au secteur de l'électricité dans le cadre du *Protocole de Kyoto*.

Le programme *Encouragement à la production d'énergie éolienne* mis de l'avant par le gouvernement fédéral en 2002, propose un encouragement de 1 cent/kWh sur dix ans pour l'électricité produite au

moyen du vent. Dans le budget canadien de 2005, ce programme a été élargi de manière à favoriser l'aménagement d'éoliennes d'une capacité de 4 000 MW d'ici 2010. Qui plus est, le gouvernement a éliminé les plafonds pour le soutien ainsi accordé à une province ou en rapport avec tout projet et il pourrait permettre à la production d'énergie éolienne de prendre part à un système d'échange de droits proposé dans le contexte de la réduction des émissions de GES. Plusieurs provinces ont adopté des normes relatives au portefeuille d'énergie renouvelable au titre desquelles une fraction ou l'ensemble des nouveaux approvisionnements en électricité doit provenir de sources d'énergie renouvelable.

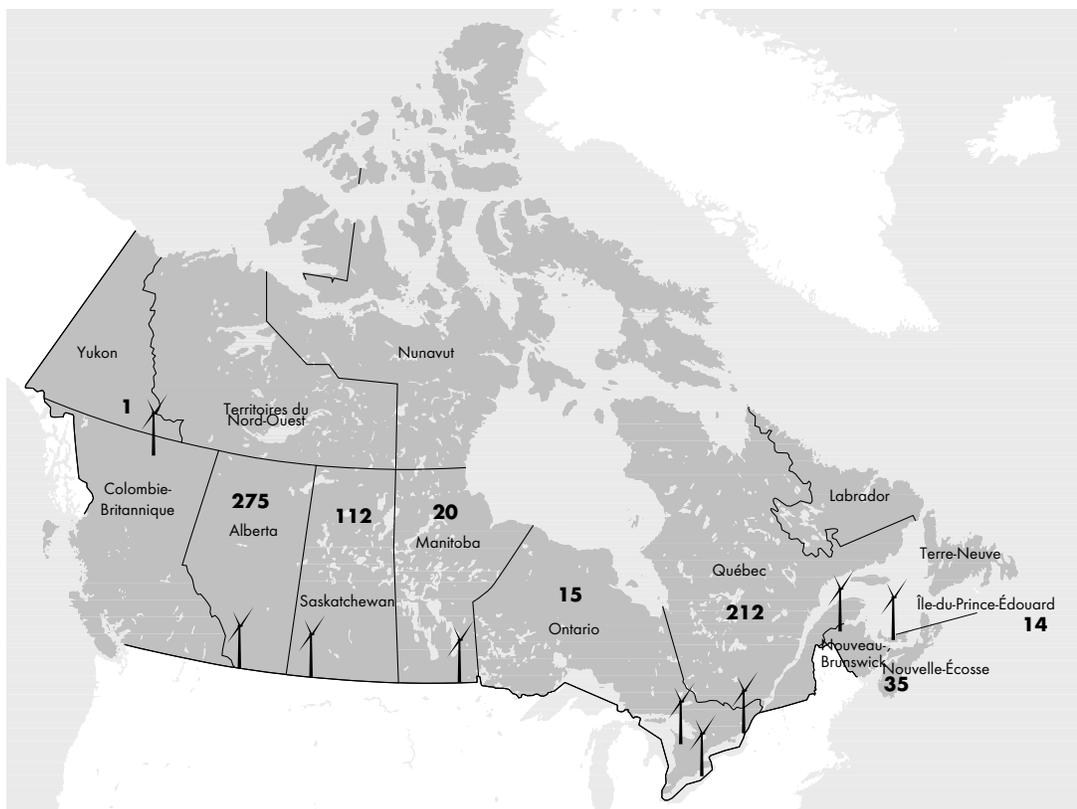
### 3.1.5 Faits nouveaux régionaux

L'Alberta et le Québec comptent pour environ 69 % de la capacité en place totale au Canada. Les provinces participent, pour la plupart, à des projets de mise en valeur de l'énergie éolienne. La capacité en place actuelle est de 684 MW tandis que la capacité proposée (projets en cours de construction ou dans le contexte desquels des conventions d'achat d'électricité ont été passées) totalise plus de 2 800 MW.

Tel qu'illustré à la figure 3.1.3, le Canada dispose d'un nombre relativement grand d'éoliennes installées en Alberta, au Québec, en Saskatchewan et au Manitoba. La vitesse de déploiement de tels systèmes dépend de plusieurs paramètres, dont la disponibilité de bonnes ressources éoliennes, les coûts de production d'électricité sous d'autres formes et les stratégies adoptées par les gouvernements provinciaux en matière d'environnement.

FIGURE 3.1.3

#### Capacité de production d'énergie éolienne au Canada (fin de l'année 2005, 684 MW)



Source : ACÉE

---

### **3.1.6 Résumé**

Au Canada, la technologie éolienne a atteint le stade de la commercialisation et est devenue la source d'énergie renouvelable dont la croissance est la plus rapide. Des parcs d'éoliennes peuvent être mis sur pied dans un laps de temps relativement court (de 12 à 24 mois) et ils portent habituellement moins atteinte à l'environnement que la production d'énergie classique à grande échelle. Toutefois, il faut se pencher sur la nature intermittente des ressources éoliennes en vue d'assurer la fiabilité de l'offre et d'en faciliter l'intégration aux réseaux d'électricité. L'accès aux lignes de transport constitue une autre question fondamentale pouvant avoir des incidences économiques et, par conséquent, des répercussions sur le choix et l'emplacement des projets éoliens. La possibilité de stocker de l'eau dans les provinces riches en ressources hydroélectriques facilite l'intégration de l'énergie éolienne aux réseaux provinciaux, mais il existe des limites d'ordre économique et technique à une telle intégration.

Plusieurs provinces, dont l'Île-du-Prince-Édouard, le Québec, l'Ontario, l'Alberta et le Manitoba, connaîtront probablement une croissance importante au chapitre de l'énergie éolienne au cours des dix prochaines années et les perspectives sont bonnes pour la mise en place de nouveaux parcs d'éoliennes hors de ces provinces. À court terme, il semble que l'aide financière (p. ex., l'EPEÉ et les demandes de propositions à l'échelle provinciale) favorisant l'énergie éolienne privilégiera une expansion constante. À plus long terme, les facteurs qui agissent en faveur d'une croissance soutenue comprennent une réduction toujours plus grande des coûts d'immobilisations pour les installations de production, le désir d'un environnement plus sain et des solutions encore plus efficaces aux problèmes liés à l'intermittence.

## **3.2 Petites centrales hydroélectriques**

Au Canada, on ne s'entend pas toujours sur la façon de définir les petites centrales hydroélectriques. Par exemple, au Québec, ces centrales regroupent habituellement toutes celles dont la capacité est inférieure à 25 MW, tandis qu'en Colombie-Britannique, cette capacité se situe entre 2 et 50 MW. En général, 25 mégawatts est environ la limite supérieure de capacité reconnue. On qualifie aussi parfois de mini-centrales hydroélectriques celles qui produisent entre 100 kW et 1 MW et souvent de micro-centrales celles d'une capacité inférieure à 100 kW.

### **3.2.1 Technologie**

La technologie des petites centrales hydroélectriques est bien établie. Une centrale hydroélectrique met à profit l'énergie de l'eau qui chute. En amont du projet, l'eau peut s'écouler librement (dans le cas d'une centrale au fil de l'eau) ou être contenue dans un réservoir derrière un barrage (stockage hydroélectrique) afin de procurer la souplesse voulue pour répondre à diverses charges. L'eau, captée à l'embouchure d'une canalisation, est acheminée jusqu'à la turbine. Lorsque cette dernière entre en mouvement, elle entraîne la rotation de la génératrice et de l'électricité est produite.

Les centrales hydroélectriques au fil de l'eau redirigent l'eau, qui est acheminée jusqu'aux installations de production par la voie d'un canal ou d'une conduite forcée, avant de la rendre à la rivière, sans grandement modifier les débits de cette dernière ni les niveaux d'eau. Par conséquent, les installations au fil de l'eau ont des incidences minimales sur l'écosystème d'une rivière.

La quantité d'électricité produite dépend de la distance verticale de la chute d'eau (la hauteur de chute) et du débit (la quantité d'eau qui passe par un point pendant une période donnée). Les petites installations hydroélectriques privilégient la proximité de chutes d'eau, de rapides, de canyons, de vallées profondes ou de méandres dans la rivière puisque ces endroits présentent les meilleures caractéristiques physiques en vue d'une production maximale et d'une centrale compacte.

## *Stockage d'électricité*

On dit souvent que l'électricité, une fois produite, ne peut être stockée. Au contraire du mazout, du charbon et même du gaz naturel, l'électricité doit être produite à des fins de consommation immédiate. L'offre doit constamment correspondre à la demande et les marchés déréglementés de l'électricité tiennent compte de prix en temps réel établis en fonction de la valeur de la plus récente unité de puissance produite.

En fait, il existe de nombreux moyens de stocker de l'électricité. L'eau contenue par un barrage hydroélectrique représente une forme de stockage. Au besoin, cette eau peut être libérée et alors qu'elle passe par une turbine, elle est à l'origine d'une puissance accrue qui correspond à la croissance de la charge. La demande d'électricité, qu'on appelle aussi la charge, prend une « forme » caractéristique selon le marché desservi. Cependant, en l'absence de capacité hydroélectrique, d'autres technologies doivent être mises au point afin de capturer l'électricité de manière pratique.

Avec la prévalence de plus en plus grande des énergies renouvelables, leur nature variable peut faire obstacle à l'intégration au réseau électrique existant. Le vent, les cellules photovoltaïques et, dans une certaine mesure, les petites centrales hydroélectriques ne sont pas aussi prévisibles que les méthodes plus classiques de production d'électricité. La capacité de stocker l'énergie produite lorsque le vent souffle ou lorsque le soleil brille afin de l'utiliser plus tard (pour la « garantir ») pourrait ajouter énormément de valeur aux technologies de production éolienne et photovoltaïque.

La qualité de l'énergie est un autre facteur pouvant soulever des questions dans le contexte d'un réseau à charge constante mais à capacité de production variable. Le stockage de puissance et l'apport ponctuel d'énergie lorsque la demande sollicite trop le réseau pourraient permettre d'accroître la fiabilité. Le stockage d'électricité près d'un centre de consommation permet en outre à l'utilisateur final d'éviter des frais inutiles liés à la demande et découlant d'augmentations peu fréquentes mais importantes de la charge. Cette forme d'« écrêtement de la demande de pointe » profite au client, qui doit acquitter la facture, mais aussi au distributeur, en permettant à celui-ci de reporter à plus tard des investissements en capitaux dans l'infrastructure.

Dans les marchés où il y a tarification au compteur horaire, le stockage ouvre la porte à l'arbitrage. Il devrait être possible de stocker l'énergie produite pendant les heures creuses, alors que sa valeur est moins élevée, pour ensuite la réintégrer au réseau, à plus fort prix, pendant les heures de pointe. L'électricité stockée pourrait également être utilisée sous forme de service auxiliaire, assurant des réserves à l'exploitant.

Il existe plusieurs technologies émergentes de stockage d'électricité. Le stockage d'air comprimé, les piles perfectionnées, les volants d'inertie et les condensateurs en sont autant d'exemples, arrivés à divers degrés de maturité. Chacune de ces technologies cherche à répondre à un besoin précis et présente certaines caractéristiques spécifiques à l'égard d'applications pratiques ou du stockage d'énergie.

Le stockage d'air comprimé se sert de l'électricité pour mouvoir des compresseurs d'air, poussant l'air dans des espaces étanches, comme des grottes souterraines ou des citernes, puis inversant le processus pour l'entraînement d'une turbine et la production d'électricité à un moment opportun. Le processus est particulièrement bien adapté au stockage en vrac d'électricité et représente un moyen de stocker de l'énergie dont les coûts sont relativement concurrentiels.

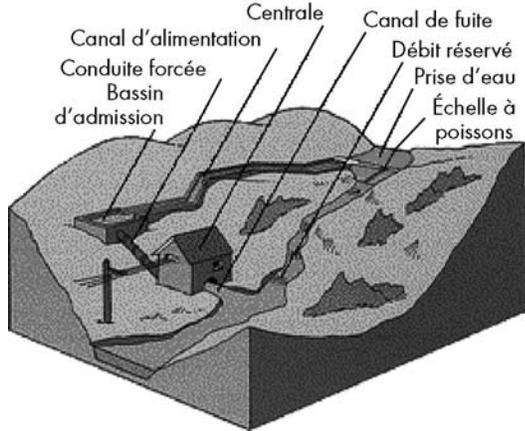
Les volants d'inertie stockent l'électricité sous forme d'énergie cinétique et plus la rotation du volant est rapide, plus il est en mesure de retenir de l'énergie pour relâchement ultérieur. Les volants d'inertie modernes sont faits de fibres de carbone présentant un bon rapport entre la résistance et la densité. Les roulements électromagnétiques, si les volants en sont équipés, réduisent les pertes d'énergie découlant de la friction.

Les condensateurs stockent l'électricité grâce à la concentration d'électrons à la surface d'une matière. Ils permettent une charge et une décharge très rapides pendant de nombreux cycles sans dégradation. À l'heure actuelle, la technologie en limite l'utilisation à des applications pour lesquelles la puissance est élevée et l'énergie faible.

Les accumulateurs au plomb existent depuis longtemps et on travaille à la création de nouvelles piles ayant recours à une technologie semblable à celle qu'on retrouve dans certaines piles à combustible. Ces piles à circulation stockent l'énergie sous forme de solutions électrolytiques pouvant être régénérées, alors que dans des accumulateurs ordinaires, les électrolytes doivent être remplacés. VRB Power Systems, de Vancouver, est un fabricant canadien qui commercialise une pile à circulation au vanadium.

FIGURE 3.2.1

**Composantes d'une petite centrale hydroélectrique**



En général, en présence de petites installations hydroélectriques, l'eau va du point de prise jusqu'au bassin d'admission en passant par le canal d'alimentation (figure 3.2.1). Le bassin est en fait un réservoir entre le canal d'alimentation et la conduite forcée. Cette dernière prend la forme d'une canalisation reliée à la centrale qui pressurise l'eau. Le matériel de production se trouvant dans la centrale se prête aussi bien à une exploitation et une surveillance à distance que sur place. Des échelles à poissons sont fréquentes pour permettre une migration en amont et ainsi réduire au minimum l'incidence de la centrale sur les milieux biologiques.

Au cours des 25 dernières années, certaines améliorations ont été apportées à la technologie des petites centrales hydroélectriques,

notamment au chapitre de l'évaluation hydrologique et de l'identification des projets ainsi qu'à celui de la normalisation de la conception des turbines et des génératrices.

Il existe certaines contraintes technologiques liées à l'aménagement de petites centrales hydroélectriques. Par exemple, la conception des installations doit permettre un contrôle sur la formation de glace et le gel des conduites (ce qui ajoute aux dépenses d'immobilisations et aux coûts d'exploitation). En outre, des données sur le débit du cours d'eau à un emplacement envisagé doivent être recueillies sur nombre d'années pour la planification d'une petite centrale hydroélectrique et il est possible que cette information ne soit pas disponible ou soit insuffisante.

### 3.2.2 Questions commerciales et de réglementation

Ce sont les petites centrales hydroélectriques qui, au Canada, contribuent le plus au secteur de l'énergie verte depuis un certain temps. La capacité actuelle de l'ensemble de ces installations au pays se situe autour de 2 000 MW<sup>12</sup>.

Comme les grandes centrales hydroélectriques, les petites peuvent efficacement produire de l'électricité à des coûts variant entre 5 et 20 cents/kWh. Les coûts de l'hydroélectricité ne sont pas fonction de la variation des prix de combustibles comme le gaz naturel, le pétrole ou le charbon. En outre, les frais d'exploitation et d'entretien des petites installations hydroélectriques ont tendance à être faibles. Les dépenses immobilisations qui y sont associées varient entre 1 700 \$ et 6 700 \$/kW<sup>13</sup> et la période de récupération des capitaux investis se situe entre 10 et 40 ans, selon l'emplacement et la configuration des installations.

L'absence de normalisation pour les contrats d'achat et des exigences rigoureuses pour l'interconnexion au réseau peuvent entraîner des coûts élevés à l'égard de la préparation et de la conception d'un projet. Les coûts unitaires d'immobilisations des petites centrales hydroélectriques sont habituellement supérieurs à ceux des centrales de grande capacité du fait qu'il n'y a pas d'économies d'échelle. Le recours à des structures en place, comme des barrages ou d'autres

12 Statistique Canada, 2004, pour les centrales de moins de 25 MW

13 Centre de la technologie de l'énergie de CANMET, Ressources naturelles Canada, International Small-Hydro Atlas (2002)

---

installations servant déjà à contrôler les niveaux d'eau d'une rivière ou d'un lac ou encore à des fins d'irrigation, peut amenuiser les coûts liés à l'aménagement de petites centrales hydroélectriques.

Si la centrale ne stocke pas d'eau dans un lac ou un réservoir à proximité, la quantité d'énergie pouvant être produite n'est pas fiable et peut grandement varier d'une journée, d'une saison et d'une année à l'autre. La plupart du temps, le facteur de capacité moyen des petites centrales est de 45 %, ce qui est comparable aux autres sources d'énergie renouvelable mais moindre que les grandes installations hydroélectriques, dont le facteur de capacité moyen est de 60 %.

Les avantages sociaux découlant des petits aménagements hydroélectriques comprennent une production relativement fiable d'électricité, à faible coût dans le cas des projets présentant une bonne configuration. Il s'agit d'une solution de rechange particulièrement attrayante quand on la compare aux coûts élevés de production classique au diesel qui procure actuellement de l'énergie électrique dans les collectivités éloignées du Canada. Les petits aménagements hydroélectriques présentent aussi des avantages socioéconomiques, par exemple en créant de la richesse et en procurant des possibilités d'emploi à l'échelle régionale.

Il est possible que l'obstacle majeur se devant d'être franchi par les petits projets d'aménagement hydroélectrique soit le processus d'approbation réglementaire, plus spécifiquement à l'égard de l'environnement. Les règlements sont davantage axés sur les enjeux associés aux projets à grande échelle et les exigences réglementaires sont les mêmes, peu importe l'envergure ou la configuration du projet. Cette situation peut imposer des exigences hors de proportion aux promoteurs de petites centrales hydroélectriques. Un petit projet ne peut se permettre de produire les études approfondies et les évaluations d'infrastructure normalement requises par le gouvernement pour des installations de 500 MW, ce qui constitue un obstacle à sa réalisation.

### **3.2.3 Questions environnementales**

L'hydroélectricité est une source d'énergie renouvelable du fait que sa production est liée aux cycles hydrologiques naturels. En outre, elle n'est émettrice ni d'oxydes de soufre (SO<sub>x</sub>), ni d'oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>), ni de matières particulaires. Par ailleurs, l'élimination préalable de la végétation dans la zone prévue pour le réservoir réduit au minimum la production de gaz à effet de serre attribuable à la dégradation de matières organiques. Dans de telles circonstances positives, nombreux sont ceux qui croient que l'électricité produite à partir d'aménagements hydroélectriques, à grande échelle ou de moindre envergure, devrait accéder au rang de l'énergie verte.

Toutefois, d'autres soulignent les incidences négatives des barrages et de leur exploitation. Dans le contexte des grands aménagements hydroélectriques, l'inondation des terres constitue un enjeu de taille car la décomposition de la végétation submergée produit de faibles niveaux d'émission de GES et les conditions dans les réservoirs peuvent être propices à l'accumulation de mercure dans la chair des poissons. L'aménagement de petites centrales hydroélectriques n'est habituellement pas à l'origine d'inondations de ce type. Cependant, les barrages peuvent modifier le débit des rivières et avoir des répercussions sur les poissons, les animaux et leurs habitats<sup>14</sup>.

Comparativement aux grands aménagements hydroélectriques, les petites centrales produisent un impact environnemental relativement faible puisque la superficie qu'elles occupent est réduite et qu'il est rare qu'elles soient à l'origine d'inondations marquées ou qu'elles exigent le détournement de rivières, sans compter que, dans la plupart des cas, les incidences environnementales négatives de telles

---

14 AIE, *Implementing Agreement for Hydropower Technologies and Programs, Small-Scale Hydro Annex*; le lecteur est prié de consulter la page [http://www.canren.gc.ca/tech\\_appl/index\\_f.asp?CaId=4&PgId=321](http://www.canren.gc.ca/tech_appl/index_f.asp?CaId=4&PgId=321)

---

centrales peuvent être évitées grâce à une bonne conception et de saines pratiques d'exploitation. Par exemple, une échelle à poissons peut permettre à ceux-ci de contourner la centrale sans danger ou l'emplacement peut être choisi de manière à correspondre à un endroit où il existe un obstacle naturel à la migration des poissons ou en amont d'un tel point.

Ce ne sont pas toutes les petites centrales hydroélectriques existantes qui produisent de l'énergie renouvelable sans grandes répercussions sur l'environnement, tandis qu'il est possible que ce soit le cas pour certains aménagements d'envergure, compte tenu de la conception des installations. La tendance actuelle à l'égard de la certification de l'énergie verte, notamment pour ce qui est de l'énergie renouvelable sans grandes répercussions sur l'environnement et selon la définition prévue au titre des critères pour l'obtention de l'ÉcoLogo au Canada<sup>15</sup>, ne prévoit l'inclusion des projets hydroélectriques au fil de l'eau que si ces derniers n'interfèrent pas avec les débits hydrologiques saisonniers et s'ils permettent de réduire au minimum les incidences sur les poissons ainsi que sur les régimes d'inondation.

### **3.2.4 Initiatives de l'industrie et du gouvernement**

Le Programme de développement de la technologie des petites centrales hydroélectriques est un programme fédéral visant à favoriser les technologies qui rendent plus rentable la mise en valeur d'un plus large éventail de ressources hydroélectriques à petite échelle et de basse chute. Il profite de l'appui d'un laboratoire indépendant d'essai de turbines à l'Université Laval. De plus, le Programme d'encouragement à la production d'énergie renouvelable du gouvernement fédéral, qui s'applique aux nouveaux projets de production d'énergie renouvelable (à l'exception de l'énergie éolienne) d'une capacité maximale de 1 500 MW pourrait lui aussi favoriser l'aménagement de petites centrales hydroélectriques.

Un certain nombre de provinces ont présenté des demandes de propositions pour la mise en valeur de ressources énergétiques renouvelables (p. ex., la demande d'énergie de BC Hydro ainsi que la DP du gouvernement de l'Ontario pour 1 600 MW d'énergie renouvelable). En outre, un certain nombre de gouvernements provinciaux ont adopté des stratégies en matière d'énergie qui comprennent des normes relatives au portefeuille d'énergie renouvelable, à l'égard de leur capacité de production d'électricité ou de la répartition des sources d'approvisionnement.

### **3.2.5 Faits nouveaux régionaux**

La capacité en place des petites centrales hydroélectriques au Canada est d'environ 2 000 MW, ce qui représente quelque 3 % de la capacité hydroélectrique totale en place au pays, qui est de 71 000 MW.

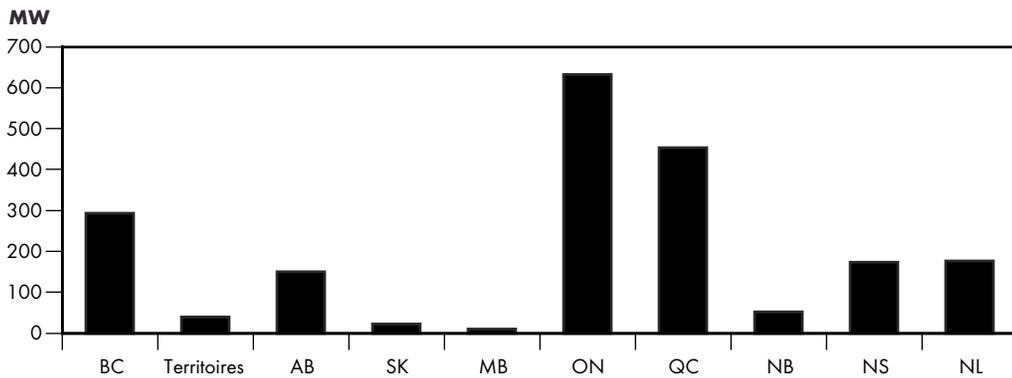
À l'heure actuelle, la Colombie-Britannique, l'Ontario et le Québec sont les provinces où la capacité en place des petites installations hydroélectriques est la plus grande (figure 3.2.2). Ressources naturelles Canada a recensé plus de 3 600 emplacements éventuels pour de petites centrales d'un bout à l'autre du pays, qui représentent un potentiel technique évalué à plus ou moins 9 000 MW.

---

<sup>15</sup> Symbole officiel de certification dans le cadre du programme d'éco-étiquetage Choix environnemental<sup>M</sup> d'Environnement Canada. Pour être ainsi certifiés, les produits ou services proposés doivent mener à une plus grande efficacité énergétique, réduire la quantité de sous-produits dangereux, avoir recours à des matériaux recyclés, être réutilisables ou procurer d'autres avantages environnementaux.

FIGURE 3.2.2

**Capacité totale des petites centrales hydroélectriques opérationnelles au Canada en 2004**



Source : Statistique Canada

C'est au Québec et en Ontario que les possibilités de petits aménagements hydroélectriques sont les plus reluisantes. Viennent ensuite la Colombie-Britannique et l'Alberta. Le potentiel de Terre-Neuve-et-Labrador à cet égard est également de taille, mais on s'est opposé aux perspectives de mise en valeur dans cette province, surtout en raison de l'incidence possible sur l'habitat du saumon.

### 3.2.6 Résumé

Même si plusieurs provinces présentent un bon potentiel au chapitre des petits aménagements hydroélectriques, des inquiétudes d'ordre environnemental et une opposition publique à l'échelle locale ont ralenti la mise en valeur de tels emplacements. Les promoteurs de petits projets hydroélectriques doivent présenter aux organismes de réglementation des études détaillées sur les effets environnementaux et sur les effets cumulatifs de leurs projets, semblables à celles exigées pour des travaux de plus grande envergure. En général, de telles exigences entraînent des coûts importants, créent des retards et limitent le nombre de projets menés à terme.

Les petites centrales hydroélectriques représentent une technologie bien maîtrisée et largement utilisée. Des améliorations technologiques pourraient rendre de nouveaux projets encore plus attrayants économiquement. Les petites centrales offrent un bon potentiel à court et à long termes, en raison du grand nombre d'emplacements possibles au Canada et aussi parce qu'il est possible d'avoir recours à la technologie en des lieux plus isolés, où les coûts de production associés à des sources non conventionnelles comme le diesel peut être élevé compte tenu des coûts du combustible.

## 3.3 Biomasse

La production d'électricité au moyen de la biomasse est un processus qui permet de transformer des matières végétales, des gaz d'enfouissement et des déchets d'origine animale en électricité. Avec le vent et les petites centrales hydroélectriques, la biomasse est une des trois grandes technologies de production d'énergie renouvelable au Canada. Il s'agit d'une méthode de production fiable et commercialement éprouvée à laquelle ont surtout recours les industries des pâtes et papiers, notamment celle du papier journal.

### 3.3.1 Technologie

La biomasse compte quatre applications en matière de production d'électricité : cogénération industrielle; centrales de co-combustion à la biomasse et au charbon; centrales qui utilisent directement la biomasse comme combustible; gazéification de la biomasse. De ces quatre méthodes, c'est la cogénération industrielle qui prime au Canada.

Les installations de production à la biomasse sont d'une capacité qui varie habituellement entre 20 et 50 MW. La plupart du temps, cette capacité correspond aux besoins des industries des pâtes et papiers et de la fabrication de papier journal au chapitre de la cogénération d'électricité et de vapeur à leurs usines éloignées. Les techniques utilisées faisant appel à la vapeur sont très fiables, mais l'efficacité des centrales est limitée. Les centrales de faible capacité ont tendance à être peu efficaces car l'installation de matériel visant à hausser leur degré d'efficacité est coûteuse. En général, les installations fonctionnant à la biomasse procurent de l'électricité en fonction de la charge de base, car le temps requis pour leur lancement empêche les modifications fréquentes des niveaux de production.

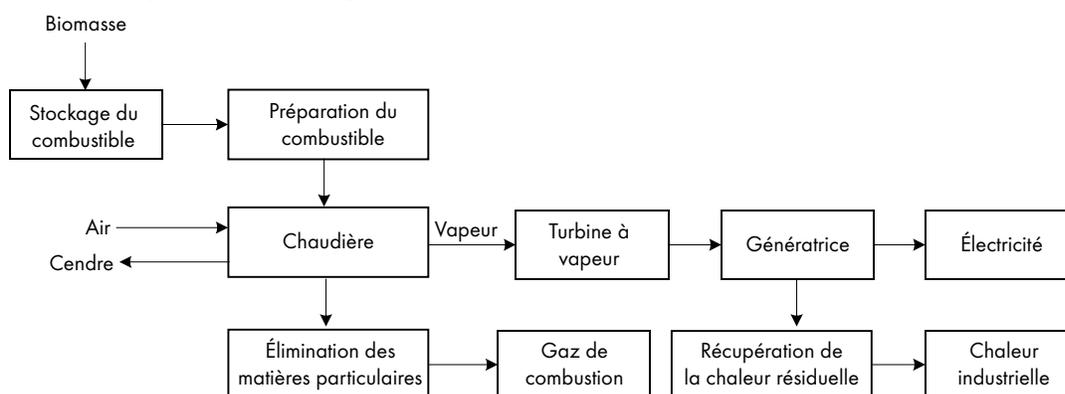
Dans le cadre du processus de cogénération, l'électricité produite à partir de la biomasse l'est surtout par combustion directe grâce à des moteurs à piston, des chaudières et des turbines à vapeur (figure 3.3.1). La matière organique, qu'il s'agisse de résidus en forêt ou à la scierie, de chaume ou de déchets – qu'ils soient de bois, d'origine animale, municipaux ou industriels – est brûlée pour produire de l'électricité.

Les gaz d'enfouissement, qui constituent un des combustibles de biomasse décrits plus haut, sont produits par décomposition et dégradation naturelles des déchets solides accumulés dans les décharges municipales et sont composés de CO<sub>2</sub> ainsi que de méthane (CH<sub>4</sub>). Ils sont recueillis à l'aide d'une série de puits d'injection, puis transformés en un gaz pouvant être brûlé à des fins de production d'électricité.

L'utilisation de combustibles agricoles pour la production d'électricité à partir de la biomasse présente un fort potentiel de croissance. Les graines oléagineuses et de céréales, les cultures énergétiques, les résidus agricoles et le fumier peuvent tous servir de combustibles. Les deux obstacles qui se posent à la croissance des combustibles agricoles sont la complexité d'utilisation comparativement aux résidus de bois et la teneur plus élevée en cendres, chlore et potassium, toujours comparativement aux résidus de bois<sup>16</sup>.

FIGURE 3.3.1

#### Schéma du processus de cogénération à la biomasse



16 David Suzuki Foundation, 2004, *Smart Generation: Powering Ontario with Renewable Energy*

---

### **3.3.2 Questions commerciales et de réglementation**

Pour ce qui est de la biomasse au Canada, la capacité en place a augmenté de plus d'un tiers entre 1992 et 2002. Par la suite, l'aménagement de nouvelles installations a commencé à ralentir du fait que les résidus peu coûteux étaient plus rares et que les frais d'exploitation étaient élevés.

Il existe un certain nombre d'obstacles qui se posent à une utilisation plus étendue de la biomasse, notamment des coûts initiaux d'immobilisations élevés et des frais d'exploitation élevés pour le transport et la gestion des combustibles. Le coût de production de l'électricité à partir de la biomasse se situe entre 0,06 \$ et 0,09 \$/kWh, ce qui tend à être plus élevé que pour les combustibles fossiles, mais moins cher que le coût de production actuel à partir de gaz naturel. À l'échelle mondiale, le coût moyen d'une centrale à la biomasse est de 2 000 \$/kW, ce qui est bien supérieur aux 1 500 \$/kW pour les centrales alimentées au charbon et aux 1 000 \$/kW pour celles à cycle combiné au gaz naturel.

Il est possible que de récentes modifications d'ordre réglementaire et commercial ravivent l'intérêt pour la biomasse. Les prix toujours élevés du gaz naturel, l'abandon graduel des centrales au charbon et le potentiel limité des nouveaux projets de stockage hydroélectriques, compte tenu de l'opposition manifestée pour des raisons écologiques, pourraient favoriser les investissements en vue d'une production à la biomasse. Le potentiel énergétique de la biomasse est vaste en raison de l'étendue du territoire canadien, de même qu'en raison de la disponibilité d'une main-d'œuvre compétente et de charges d'alimentation dans le secteur de la foresterie.

Sur le marché actuel, des systèmes de production à grande échelle à partir de la biomasse pourraient éventuellement concurrencer les sources d'énergie conventionnelle. Cela pourrait particulièrement être le cas si les installations sont situées près de sources d'approvisionnement en combustible (comme des usines de pâtes et papier ou de fabrication de papier journal). Il est également probable que les nouvelles centrales à la biomasse permettront la cogénération d'électricité et de vapeur du fait que la valeur industrielle pourrait les rendre économiquement attrayantes pour des industries situées en des lieux isolés, où la disponibilité de combustible est limitée.

### **3.3.3 Questions environnementales**

La combustion de biomasse pour produire de l'électricité est à l'origine de certaines émissions, notamment de CO<sub>2</sub> et de matières particulaires. Toutefois, il existe aussi de nombreux avantages environnementaux associés à ce type de production, dont le remplacement de l'électricité produite à l'aide de combustibles fossiles et l'utilisation, comme source d'énergie, de gaz d'enfouissement qui, autrement, s'échapperaient dans l'atmosphère. La production d'électricité à partir de gaz d'enfouissement constitue un moyen très efficace de réduire les GES car, à elles seules, les décharges produisent plus du quart des émissions de CH<sub>4</sub> attribuables à l'activité humaine au Canada et parce que l'effet de serre de ces émissions est 21 fois plus grand que celui des émissions de CO<sub>2</sub>. Les CH<sub>4</sub> qu'on brûle produisent des émissions de CO<sub>2</sub>, à l'origine de GES moins délétères.

Dans la majorité des cas, les nouvelles centrales à la biomasse au Canada ont recours à la technologie des chaudières à grille roulante lorsqu'elles se trouvent à proximité d'exploitations forestières, plutôt que des chaudières à lit fluidisé, moins dommageables pour l'environnement. Les grilles roulantes ne permettent pas d'éliminer les émissions de NO<sub>x</sub> aussi bien qu'un lit fluidisé, mais leur utilisation est plus fréquente du fait qu'elles exigent peu d'investissements de capitaux.

---

La production d'électricité à l'aide de la biomasse présente les attributs environnementaux suivants.

- On dit habituellement de tels systèmes qu'ils sont neutres en carbone. Cela signifie que le CO<sub>2</sub> présent dans l'air qui a été absorbé pendant la croissance d'une plante est relâché dans l'atmosphère lorsque cette même plante sert de combustible.
- La formation d'oxydes d'azote pendant la combustion de la biomasse peut demeurer à un bas niveau en raison de la faible teneur en azote de la plupart des combustibles sous forme de biomasse et grâce à des techniques d'élimination comme la combustion à basses températures. La co-combustion avec le charbon peut également mener à des émissions moindres de NO<sub>x</sub>.
- Comparativement au charbon, les charges d'alimentation de biomasse produisent des niveaux moindres de soufre et de composés de soufre. Le remplacement du charbon par la biomasse a comme effet de réduire les émissions de dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>).
- La combustion de biomasse peut produire des matières particulaires, mais il existe des technologies qui réduisent au minimum la quantité de telles matières.

### **3.3.4 Initiatives de l'industrie et du gouvernement**

Il existe un certain nombre d'initiatives stratégiques qui pourraient éliminer ou aplanir les obstacles aux investissements dans des centrales à la biomasse. Dans son budget de 2005, le gouvernement fédéral a annoncé la création du Programme d'encouragement à la production d'énergie renouvelable, qui vise à stimuler les nouveaux projets de production d'énergie renouvelable, à l'exception de l'énergie éolienne, d'une capacité maximale de 1 500 MW. Un encouragement de 1 cent/kWh de production pendant les dix premières années d'exploitation est prévu pour les projets admissibles avec entrée en service après le 31 mars 2006, mais avant le 1<sup>er</sup> avril 2011.

Le transfert de connaissances serait également favorable à un recours accru à la biomasse. Environnement Canada a collaboré avec Ressources naturelles Canada, des ministères provinciaux et le secteur privé en vue de la sensibilisation au potentiel énergétique de la biomasse grâce à la tenue d'ateliers et à la publication de guides à ce sujet.

L'expansion des marchés de crédit de carbone et de crédit de réduction des émissions pourrait aussi rendre l'utilisation de la biomasse plus attrayante. Par exemple, dans le contexte des changements climatiques, le Projet pilote d'élimination et de réduction des émissions et d'apprentissage propose un encouragement aux sociétés et organisations canadiennes qui prennent sans attendre des mesures en achetant des retraits et des réductions autorisés de GES dans le cadre de projets admissibles.

### **3.3.5 Faits nouveaux régionaux**

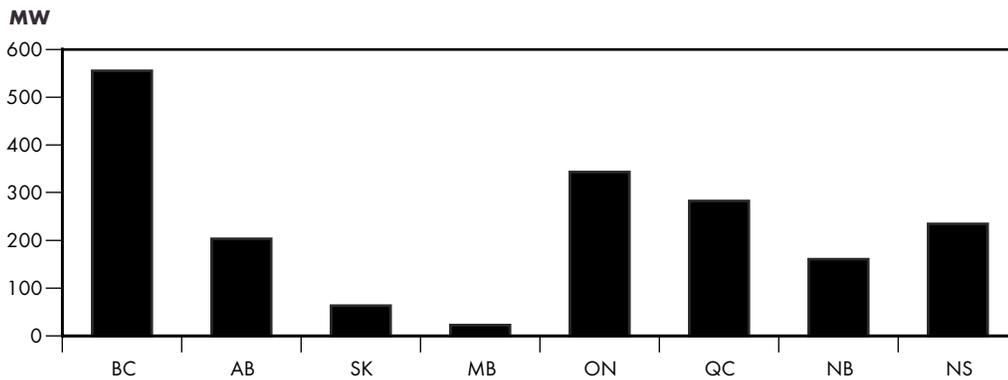
La biomasse est surtout présente en Colombie-Britannique et en Ontario. Elle prend principalement la forme d'applications de cogénération industrielle (figure 3.3.2).

Le type de charge d'alimentation varie selon la région. La lessive de cuisson prédomine en Colombie-Britannique, au Nouveau-Brunswick et en Saskatchewan. En Ontario, au Québec et en Alberta, ce sont surtout les déchets de bois qui sont utilisés.

Partout au pays, de grandes décharges servent à la production d'électricité, surtout dans le but de réduire les émissions de GES dans le secteur de la gestion des déchets. Au nombre des décharges

FIGURE 3.3.2

**Capacité de la biomasse au Canada en 2004**



Source : Statistique Canada

produisant de l'électricité au Canada, on retrouve celles de Saint-Michel, au Québec (25 MW), Keel Valley, en Ontario (30 MW), Brock West, en Ontario (14 MW) et Cloverbar, en Alberta (6 MW)<sup>17</sup>.

**3.3.6 Résumé**

La production d'énergie à partir de la biomasse est un secteur bien maîtrisé qui peut encore prendre de l'expansion. Comme c'est le cas avec toutes les sources d'énergie renouvelable, des conditions d'investissement stables sont requises. Les perspectives de production d'électricité au moyen de la biomasse sont meilleures en raison des programmes provinciaux et fédéraux qui fournissent de l'information à ce sujet et favorisent l'aménagement d'installations. Les demandes provinciales de production nouvelle qui incluront la biomasse seront un facteur clé de croissance future. De tels programmes permettraient à un plus grand nombre de projets de profiter du financement requis, compte tenu des coûts élevés de mise en service et d'exploitation.

Au-delà des programmes gouvernementaux, les facteurs positifs pour la construction de centrales à la biomasse au cours des prochaines années comprennent les prix élevés du gaz naturel, l'abandon graduel des centrales au charbon, les limites relatives aux nouveaux aménagements hydroélectriques, les problèmes de fiabilité associés à d'autres technologies en matière d'énergie renouvelable et la disponibilité ininterrompue de ressources en ce qui a trait à la charge d'alimentation.

**3.4 Énergie géothermique**

L'idée de profiter de l'énergie thermique se trouvant dans le noyau terrestre en fusion n'est pas nouvelle. Depuis l'époque préhistorique, les humains ont utilisé la chaleur qui s'est frayé un chemin jusqu'à la surface du globe. Sources thermales, geysers et fumeroles sont autant de signes, en surface, de la présence d'énergie thermique sous forme d'eau chaude ou de vapeur.

La température de la roche fondue se trouvant sous la croûte terrestre varie entre 650 °C et 1 300 °C. Lorsqu'elle se déplace vers la surface, la roche fondue se solidifie et se transforme en un milieu rocheux chaud et sec. Plus la distance qui la sépare du noyau terrestre est grande, plus la roche devient poreuse et perméable. De l'eau et de la vapeur, individuellement ou ensemble, peuvent circuler librement dans cette roche poreuse et constituer une ressource hydrothermale. De telles ressources

<sup>17</sup> RNCAN, *Énergie renouvelable*; le lecteur est prié de consulter la page [http://www2.nrcan.gc.ca/es/ener2000/online/html/chap3f\\_f.cfm](http://www2.nrcan.gc.ca/es/ener2000/online/html/chap3f_f.cfm)

se prêtent à l'exploitation commerciale pour la production d'électricité si elles sont accessibles, ont une ampleur suffisante et se trouvent raisonnablement près des marchés. De nouvelles technologies pourraient rendre possible l'extraction de l'énergie thermique associée aux milieux rocheux chauds et secs.

### Utilisation directe de l'énergie géothermique

L'énergie géothermique peut être capturée de différentes façons. Si la chaleur de la ressource est suffisamment élevée, elle peut servir à l'entraînement de turbines et à la production d'électricité. Cependant, même si elles ne produisent pas d'électricité, des sources plus abondantes de chaleur moins intense peuvent servir à diverses fins, dont le remplacement d'électricité qui peut alors être affectée à d'autres utilisations.

Par exemple, en Islande, les abondantes ressources géothermiques sont mises à profit pour chauffer l'eau et les bâtiments. À Reykjavik (qui compte environ 170 000 habitants), l'eau chaude consommée dans les maisons et servant au chauffage provient de puits creusés à 25 km de distance. C'est dans une proportion de quelque 90 % que les foyers islandais sont chauffés grâce à l'utilisation directe de l'énergie géothermique.

L'énergie géothermique sert aussi en maints endroits au Canada. En Colombie-Britannique, GeoExchange BC est un regroupement industriel sans but lucratif qui fait la promotion des avantages découlant du recours direct à une telle forme de chauffage. Entre autres choses, ce regroupement garde à jour un répertoire des projets d'utilisation directe en Colombie-Britannique, au nombre d'environ 80, qui bénéficient sous une forme ou une autre du chauffage direct, des patinoires couvertes aux immeubles en copropriété.

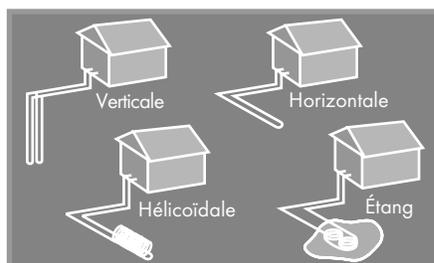
Le programme Earth Power d'Hydro-Manitoba fait la promotion de l'installation de thermopompes, financée à concurrence de 15 000 \$ lorsque les propriétaires de maison sont admissibles. Ces coûts sont neutralisés grâce aux économies réalisées après l'installation de la pompe.

Les thermopompes utilisant le sol comme source de chaleur tirent avantage du fait que les températures du sol sous la profondeur de gel sont assez constantes l'année durant. Les pompes utilisent cette énergie pour chauffer les maisons en hiver et les climatiser en été, ce qui permet de réduire les coûts de chauffage et de climatisation d'un pourcentage pouvant atteindre 70 %.

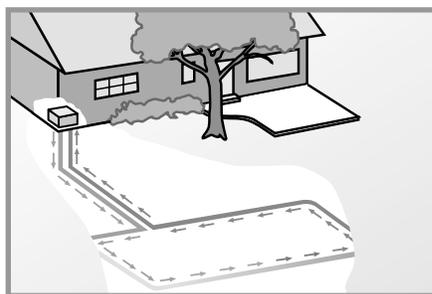
Un autre exemple d'utilisation directe de l'énergie géothermique est présent au cœur même de Toronto. En amalgamant centrales thermiques à vapeur pour le chauffage et prise d'eau en profondeur dans le lac Ontario pour la climatisation, Enwave Energy Corporation fait circuler cette eau afin d'extraire la chaleur d'un circuit de refroidissement au centre-ville. L'eau du lac est par la suite traitée avant d'être consommée sous forme d'eau potable.

FIGURE 3.4.1

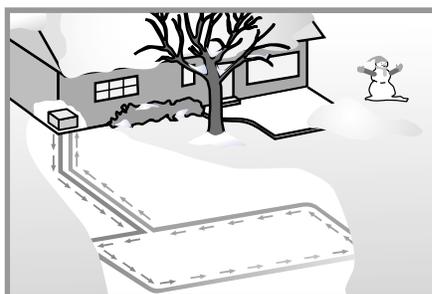
#### Thermopompes



Configurations possibles de la tuyauterie souterraine ou sous-marine d'échange de chaleur pour les thermopompes.



Les flux thermiques en été sont à l'inverse de ceux en hiver. En été, la chaleur du bâtiment est évacuée dans le sol, tandis qu'en hiver, la chaleur dans le sous-sol est poussée vers le bâtiment.



Source : USGS, circulaire 1249; reproduction autorisée par le US Geological Survey

L'énergie géothermique diffère des pompes géothermiques soutirant l'« énergie du sol », qui se servent du sol ou des eaux souterraines comme source de chaleur en hiver et comme dissipateur de chaleur en été, surtout à des fins de chauffage et de refroidissement plutôt que de production d'électricité.

### 3.4.1 Technologie

À la plupart des endroits, l'énergie hydrothermale se diffuse avant d'arriver en surface. Toutefois, certains lieux, surtout en Colombie-Britannique, présentent des ressources hydrothermales concentrées à une profondeur relativement faible. Il s'agit de réservoirs qu'on trouve habituellement à des profondeurs allant de 500 à 2 000 mètres. Selon la température de l'eau et la vapeur produite, il pourrait y avoir entraînement direct d'une turbine sous la poussée de la vapeur sortant du réservoir (plus de 150 °C), de l'eau au moment de son passage à l'état de vapeur (entre 90 et 150 °C) ou de la vapeur produite sous l'effet du chauffage d'un fluide secondaire, par l'eau du sous-sol, au moyen d'un échangeur de chaleur (moins de 90 °C). Voir la figure 3.4.2.

### 3.4.2 Questions commerciales et de réglementation

À l'heure actuelle, à l'échelle mondiale, la capacité de production d'électricité à partir de sources géothermiques est supérieure à 9 000 MW. Aux États-Unis, l'énergie géothermique produit plus de 2 000 MW d'électricité, mais il n'existe aucune installation de ce type au Canada. Cependant, un projet lancé près de Pemberton, à quelque 170 km au nord de Vancouver, envisage la construction

FIGURE 3.4.2

#### Production d'énergie géothermique

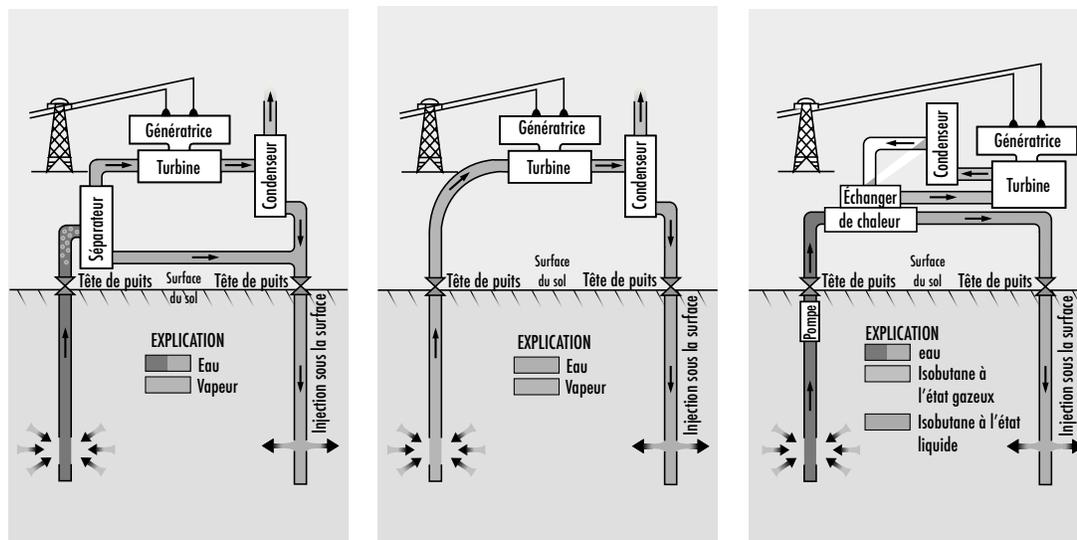


Diagramme illustrant la production d'électricité au moyen d'un système hydrothermal à eau chaude. Après séparation, la partie de l'eau qui passe à l'état de vapeur sert à l'entraînement d'une génératrice à turbine. L'eau rejetée par le séparateur et le condenseur est réinjectée dans le sous-sol pour aider à prolonger la durée de vie utile du système hydrothermal.

Diagramme illustrant la production d'électricité au moyen d'un système hydrothermal où la vapeur domine. Dès sa sortie du puits, la vapeur sert directement à l'entraînement d'une génératrice à turbine. L'eau rejetée par le condenseur est réinjectée dans le sous-sol pour aider à prolonger la durée de vie utile du système hydrothermal.

Diagramme illustrant la production d'électricité au moyen d'un système hydrothermal « binaire » à température modérée. L'eau du système permet de porter à ébullition un second fluide (isobutane dans l'exemple) et la vapeur ainsi produite sert à l'entraînement d'une génératrice à turbine. L'eau rejetée est réinjectée dans le sous-sol pour aider à prolonger la durée de vie utile du système hydrothermal.

Source : USGS, circulaire 1249; reproduction autorisée par le US Geological Survey

---

de la première centrale géothermique canadienne. Western GeoPower est le promoteur du projet géothermique South Meager, dont l'entrée en production est prévue pour 2007. La capacité initiale anticipée est de 100 MW et la production pourrait éventuellement atteindre 200 MW.

Puisqu'il s'agit d'une nouvelle technologie au Canada, des incertitudes peuvent subsister quant à la portée des études environnementales à prévoir dans le cadre des projets géothermiques envisagés. Les organismes de réglementation devront mettre au point de nouveaux outils pour l'évaluation des projets au fur et à mesure qu'ils seront présentés, tenant compte de l'utilisation du terrain et des eaux de service secondaire ainsi que des émissions éventuelles.

Les centrales géothermiques exigent d'imposants investissements en capitaux, habituellement de l'ordre de 3 000 \$ à 3 500 \$/kW de capacité. Il en coûte entre deux et trois millions de dollars pour forer chacun des puits tandis que des relevés sismiques détaillés doivent être produits afin de comprendre parfaitement le potentiel de la ressource. Cependant, les coûts en combustible sont très faibles, alors que les frais d'exploitation et d'entretien, qui se situent entre 0,01 \$ et 0,03 \$/kWh, se comparent aux montants à payer à ce chapitre pour d'autres technologies. Une fois en production, les installations géothermiques sont extrêmement fiables et conviennent pour répondre aux besoins associés à la charge de base. Sur la scène internationale, les plus grandes installations de production à vapeur sèche, soit celles de Geysers, près de Santa Rosa, en Californie, présentent un pourcentage de fiabilité de 98 %, ce qui est plus élevé que pour la plupart des centrales nucléaires ou à combustibles fossiles.

Au-delà du besoin d'une bonne ressource hydrothermale, la production géothermique doit être raccordée à un réseau de transport. Puisqu'il faut construire les installations de production près de la ressource, les promoteurs doivent en outre prévoir l'interconnexion avec le réseau électrique existant, ce qui peut nécessiter des travaux et des dépenses de taille pouvant certainement avoir des incidences sur la rentabilité d'un projet.

### **3.4.3 Questions environnementales**

Même si les ressources géothermiques permettent de produire de l'électricité de façon relativement propre, certains impacts environnementaux subsistent. Selon la source d'eau chaude ou de vapeur, des gaz comme du sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) et du CO<sub>2</sub> peuvent être produits. Les technologies actuelles permettent de renvoyer la plus grande partie du H<sub>2</sub>S dans le réservoir ou d'en retirer le soufre élémentaire. La production de CO<sub>2</sub> est inférieure à celle des centrales les plus propres qui utilisent des combustibles fossiles. Les métaux lourds, associés à l'eau ou aux vapeurs géothermiques, peuvent être récupérés puis utilisés à des fins commerciales.

L'empreinte d'une centrale géothermique en soi est relativement limitée. Cependant, les réseaux pipeliniers pour la collecte et la réinjection de la ressource peuvent être étendus, au même titre que la superficie des emprises des installations de transport. L'utilisation de l'eau peut elle aussi causer problème du fait que le recours à un réservoir géothermal nécessite parfois l'injection d'eaux de sources souterraines afin de maintenir la production. Sous l'effet d'une exploitation et d'une surveillance rigoureuses, une ressource hydrothermale peut se renouveler indéfiniment.

### **3.4.4 Initiatives de l'industrie et du gouvernement**

L'intérêt à l'égard de la production d'électricité géothermique se concentre surtout en Colombie-Britannique. Alors qu'un certain nombre des grands emplacements hydroélectriques intéressants ont déjà été aménagés, BC Hydro cherche à diversifier ses sources de production. L'énergie géothermique

est perçue comme une source non conventionnelle probable et concurrentielle. BC Hydro a présenté une demande ouverte en décembre 2005 et au moins la moitié de l'électricité ainsi achetée devra provenir de sources vertes reconnues. Il se peut que l'énergie géothermique permette de remplir en partie cette exigence.

Une des restrictions à l'aménagement d'un système hydrothermal est une perméabilité insuffisante de la roche emprisonnant l'eau ou la vapeur. Cette perméabilité peut être accrue avec l'utilisation de technologies empruntées à l'industrie pétrolière et gazière, qui permettent de fracturer avec précision la roche se trouvant à l'intérieur ou autour d'un réservoir hydrothermal. De nouveaux réservoirs peuvent être mis en valeur dans un milieu rocheux chaud et non poreux après injection ou infiltration d'eau afin de créer une ressource hydrothermale.

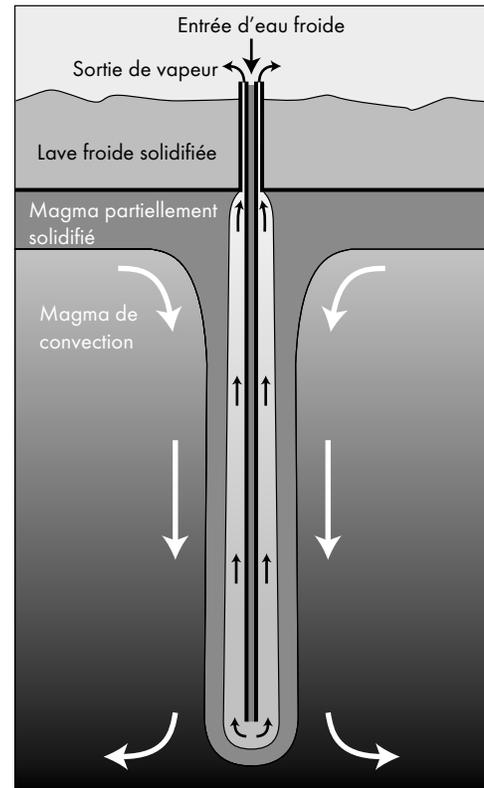
Les réservoirs d'eau et de vapeur ne représentent qu'une fraction de la ressource géothermique totale. Le magma et les milieux rocheux chauds et secs sous la croûte terrestre pourraient constituer une source d'énergie presque illimitée si des technologies destinées à leur utilisation étaient mises au point. Il pourrait un jour être possible de forer dans le magma ou d'y introduire des canalisations, puis de créer un système d'échange de chaleur qui capturerait l'énergie thermique grâce à l'injection d'eau et à la récupération de la vapeur ainsi obtenue. Cette forme d'exploitation du magma en est encore à l'étape expérimentale et fait face à des obstacles techniques de taille. Voir la figure 3.4.3.

### 3.4.5 Faits nouveaux régionaux

Des exigences précises liées à l'emplacement d'installations destinées à la production d'énergie géothermique limitent l'aménagement de telles installations au Canada. L'endroit qui se prête le mieux à de futurs projets de mise en valeur se trouve dans l'ouest de la Colombie-Britannique et est adjacent au « cercle de feu », cette région volcanique et sujette aux tremblements de terre sur le pourtour de l'océan Pacifique. On estime que le potentiel ultime de la région pourrait atteindre 1 100 MW. Le Yukon et l'est de la Colombie-Britannique sont au nombre des autres régions susceptibles de renfermer des ressources géothermiques.

FIGURE 3.4.3

### Extraction d'énergie thermique du magma



Un forage est effectué ou une canalisation est introduite dans le magma. De l'eau froide y est pompée et est réchauffée par le magma qui est en contact avec la canalisation avant de remonter précipitamment à la surface sous forme de vapeur. Le magma qui se solidifie contre la canalisation forme une couche isolante qu'il faut repousser d'une manière ou d'une autre dans le magma en fusion afin de profiter au maximum de sa chaleur. Ce genre de système a été évalué avec succès dans un étang de magma recouvert d'une croûte (un lac de magma) au cratère Kilauea Iki du volcan Kilauea, sur l'île d'Hawaii, dans les années 1980.

Source : USGS, circulaire 1249; reproduction autorisée par le US Geological Survey

### 3.4.6 Résumé

Les ressources géothermiques peuvent servir à la production d'électricité de façon propre et efficace, à un coût concurrentiel comparativement aux autres technologies vertes. Toutefois, en raison des exigences hydrothermiques, leur potentiel de production au Canada est limité. Au fil de l'émergence de nouvelles technologies, il pourrait être possible de profiter de la chaleur présente sous la croûte terrestre en ayant recours à des moyens différents, ce qui augmenterait le potentiel ultime de cette ressource.

## 3.5 Énergie solaire photovoltaïque

En l'espace de vingt minutes, grâce à son rayonnement, le soleil fournit suffisamment d'énergie pour répondre aux besoins de la planète pendant un an. Le potentiel de cette ressource est à toutes fins utiles illimité.

L'énergie produite par rayonnement solaire peut servir de nombreuses façons, par exemple, pour réchauffer l'air et l'eau ou procurer la chaleur voulue dans le cadre de certains processus, pour éclairer des immeubles ou pour produire de l'électricité. L'utilisation d'une telle énergie peut se résumer à ajuster l'ouverture des stores vénitiens afin de contrôler la quantité de lumière entrant dans un appartement ou à permettre à l'eau de se réchauffer sous l'effet du soleil. Le présent rapport ne se penche que sur la production d'électricité au moyen de l'énergie solaire photovoltaïque. Le dispositif photovoltaïque élémentaire est une cellule à absorption photoélectrique faite de matériaux produisant un courant électrique lorsqu'ils sont exposés à la lumière.

### 3.5.1 Technologie

Les cellules photovoltaïques sont faites de matériaux semi-conducteurs. Elles sont pour la plupart composées de silicium (matériau utilisé dans le secteur de la microélectronique), de bore et de phosphore. Les résultats de récents travaux de recherche indiquent que polymères et colorants organiques sont prometteurs. Lorsque la lumière frappe la photopile, les atomes relâchent des électrons dans le matériau semi-conducteur. Les câbles reliés aux côtés positif et négatif constituent un circuit électrique permettant à ces électrons de se déplacer sous forme d'électricité à courant continu (CC). Un module photovoltaïque est constitué d'un certain nombre de photopiles reliées électriquement entre elles et installées à l'intérieur d'une structure. De tels modules sont conçus afin

FIGURE 3.5.1

#### Modules photovoltaïques sur le toit d'une maison à Edmonton (Alberta)



Photo fournie par Gordon Howell

de produire de l'électricité à une tension donnée (habituellement entre 15 et 23 volts) et l'intensité du courant dépend de la quantité de lumière qu'ils captent. Les panneaux solaires regroupent de multiples modules de ce type et lorsqu'ils sont reliés entre eux, ils sont en mesure de produire n'importe quelle combinaison souhaitée de tension et de courant.

La technologie photovoltaïque est éprouvée,

---

mais des améliorations en matière de coût et d'efficacité continuent d'y être apportées. Les fabricants canadiens sont parmi ceux qui ouvrent la voie au développement d'une technologie moins coûteuse. Le degré d'efficacité des cellules actuellement sur le marché se situe environ à entre 15 % et 20 %, mais celui des nouvelles cellules en cours de mise au point et d'évaluation pourrait très bien atteindre entre 40 % et 50 %. Dans le contexte d'une production décentralisée, les systèmes photovoltaïques permettent de réduire les pertes au moment du transport. Ces systèmes sont très simples. L'électricité est produite directement, ce qui n'est pas le cas avec les turbines, qui exigent rotation ou combustion ou même les deux à la fois pour produire de l'électricité. Les seules composantes d'un système relié à un réseau sont les modules solaires, un circuit inverseur, qui permet de synchroniser l'énergie solaire produite en fonction de la puissance du réseau, ainsi que deux interrupteurs.

Les systèmes photovoltaïques ne produisent de l'électricité que lorsque le soleil brille. La production dépend donc des conditions météorologiques, du moment de la journée et de la saison de l'année. Dans certaines parties du monde, il arrive que le profil de la demande d'électricité au quotidien suive une ligne parallèle à celle tracée par la production d'électricité au moyen de systèmes photovoltaïques. Par exemple, là où il fait chaud, lorsque le soleil est à son zénith, la demande d'air climatisé s'accroît. Cet énoncé se vérifie dans certains coins du Canada comme le sud de l'Ontario, mais pas partout. Par conséquent, le Canada n'est pas en mesure de profiter autant des systèmes photovoltaïques que d'autres endroits dans le monde comme le sud des États-Unis.

À l'échelle planétaire, la technologie photovoltaïque s'oriente de plus en plus vers les systèmes urbains branchés au réseau, alors qu'auparavant, elle s'intéressait principalement aux applications spécialisées de faible envergure en milieu éloigné. En 1995, on comptait environ 80 % de projets industriels et résidentiels hors-réseau ou en milieu éloigné, la tranche restante de 20 % étant composée de projets reliés à des services publics. Cette tendance est maintenant inversée et dans environ 80 % des cas, la technologie employée est reliée au réseau des services publics tandis que seulement 20 % des applications sont hors-réseau. Le marché hors-réseau croît à un rythme de 25 % par année, mais ce pourcentage passe à plus de 40 % pour les projets reliés à des réseaux, surtout grâce à des programmes subventionnés d'élargissement de la capacité.

La croissance n'a pas été aussi rapide au Canada, surtout du fait qu'au chapitre des coûts, les systèmes photovoltaïques ne sont généralement pas aussi concurrentiels que les sources classiques de production d'électricité. Les ventes sur réseau ne représentent que 2 % de l'ensemble du marché photovoltaïque canadien, cette technologie servant surtout à des applications spécialisées au pays. Puisque le Canada profite d'une électricité à un coût relativement faible et que le marché favorise les centrales d'envergure, les technologies de remplacement ont de la difficulté à percer. La production photovoltaïque totale en 2002 était d'à peine 22 GWh sur une production totale approximative de 600 000 GWh pour la même année au Canada<sup>18</sup>.

Les systèmes photovoltaïques branchés au réseau bénéficient toujours d'une source d'énergie d'appoint tandis que ceux hors-réseau incorporent un banc de batteries, car la ressource est intermittente. En général, les systèmes branchés au réseau ne sont pas dotés d'un banc de batteries parce que le réseau constitue un mode de « stockage » moins coûteux et moins complexe. Pour les exploitants de réseaux électriques, l'intermittence peut devenir un facteur opérationnel lorsque le degré de pénétration des technologies intermittentes (énergie photovoltaïque, éolienne ou marémotrice) atteint une proportion se situant entre 10 % et 20 %. Au Canada, il est probable qu'il faille attendre encore au moins 20 ans avant d'atteindre ce niveau. Les réseaux hydroélectriques se trouveront alors en bonne position parce qu'ils permettent à toutes fins utiles de stocker de l'électricité pour compenser les creux énergétiques associés aux sources intermittentes.

---

18 AIE, statistiques sur l'énergie

---

### 3.5.2 Questions commerciales et de réglementation

Même si, au Canada, le marché photovoltaïque est infime, avec une capacité en place d'environ 14 MW, il présente un taux de croissance impressionnant de 21 % depuis 1994<sup>19</sup>. À la grandeur de la planète, le taux de croissance des trois dernières années s'est plutôt rapproché de 40 % ou même de 50 %.

À quelque 30 cents/kWh, les coûts demeurent élevés et la technologie photovoltaïque n'est pas concurrentielle. Il est également peu probable qu'elle le devienne bientôt en l'absence de programmes incitatifs. Étant donné que, sur le marché de détail, l'électricité canadienne se vend à un tiers ou même à un quart de ce prix, la technologie ne peut être concurrentielle que si d'autres facteurs sont pris en compte. Dans le contexte d'une production décentralisée, les systèmes photovoltaïques peuvent amenuiser le besoin d'ajouter à l'infrastructure, par exemple de nouvelles lignes de transport sur de longues distances, ce qui ajoute à leur valeur. Toutefois, les systèmes photovoltaïques reliés au réseau peuvent nécessiter du matériel supplémentaire comme des compteurs bidirectionnels.

Les systèmes photovoltaïques requièrent de forts investissements en capitaux, mais le combustible (c.-à-d., le rayonnement solaire) est gratuit. Ainsi, les coûts varient en fonction de la capacité, de 30 000 \$ pour un système de 2,5 kW à 40 000 \$ pour un de 4 kW. Un système relié au réseau est composé de modules photovoltaïques, d'interrupteurs, d'un inverseur et d'un banc de batteries facultatif. Un système hors-réseau est pour sa part composé de modules photovoltaïques, d'interrupteurs, d'un régulateur de charge, d'un banc de batteries, d'un inverseur, ainsi que d'un groupe électrogène et d'un chargeur facultatifs. Dans les anciens systèmes, batteries et inverseur comptaient pour environ la moitié des coûts. Les systèmes ont pris beaucoup d'ampleur et on privilégie maintenant les gros systèmes sans capacité de stockage, en supposant que le matériel puisse être jumelé à une charge suffisante. De cette manière, le système serait plus concurrentiel au chapitre des coûts.

De l'actuelle pénurie des matières premières servant à la fabrication de cellules photovoltaïques découlent des prix élevés. Comme c'est le cas dans les autres industries de pointe, les usines sont très automatisées et de construction coûteuse. Puisque la demande de cellules photovoltaïques va elle aussi croissante, le prix des modules a récemment augmenté, après avoir diminué pendant des années. En outre, nombreux sont les obstacles qui se posent lorsqu'il s'agit de relier les systèmes photovoltaïques au réseau. Ces obstacles peuvent être atténués par la voie de directives et de normes sur l'interconnexion, mais pour la plupart, les services publics n'y sont pas enclins et n'ont pas d'expérience avec les systèmes photovoltaïques. Le facteur des coûts entre aussi en ligne de compte car les paiements offerts pour l'électricité proposée par les producteurs canadiens sont habituellement peu élevés. En Allemagne, les producteurs d'électricité photovoltaïque reçoivent l'équivalent d'environ 0,65 \$CAN/kWh, de sorte que la période de récupération des capitaux investis est beaucoup plus courte qu'au Canada, où les tarifs au détail se situent normalement entre 0,05 \$ et 0,10 \$/kWh.

### 3.5.3 Questions environnementales

Même si la technologie photovoltaïque reliée au réseau est plus coûteuse que d'autres formes d'énergie renouvelable ou traditionnelle, les avantages environnementaux, sociaux et économiques peuvent être de taille mais souvent, les décideurs n'en tiennent pas compte. Les modules solaires n'ont aucune pièce mobile, ne font pas de bruit et sont en majeure partie composés de silicium, un des éléments les plus courants sur la planète. Ils font peu de tort à l'environnement, mais l'élimination

---

19 Industrie Canada, *Réaliser le potentiel de la photovoltaïque en réseau au Canada, Un plan d'action pour intégrer la photovoltaïque dans l'avenir énergétique du Canada*, 2003

de certaines de leurs composantes après mise hors service cause certaines inquiétudes. La production d'électricité au moyen de cellules photovoltaïques n'est à l'origine d'aucune émission atmosphérique ni d'aucun GES.

L'empreinte environnementale est peu prononcée avec la production décentralisée et surtout avec les produits photovoltaïques intégrés aux immeubles (PPII).

### 3.5.4 Initiatives de l'industrie et du gouvernement

La technologie de l'énergie solaire photovoltaïque est l'une des seules formes émergentes d'énergie renouvelable qui ne profite pas d'un encouragement direct visant à en favoriser le déploiement à la grandeur du Canada. Il existe très peu de programmes d'habilitation au Canada qui s'appliquent spécifiquement à l'énergie solaire, même si celle-ci est reconnue comme une source d'énergie verte renouvelable. Les projets photovoltaïques répondent aux exigences d'application de plusieurs programmes de plus grande envergure faisant la promotion des technologies émergentes.

FIGURE 3.5.2

#### Institut de technologie de la Colombie-Britannique



Source : L'Institut

#### *Produits photovoltaïques intégrés aux immeubles*

Des cellules photovoltaïques peuvent être intégrées à des immeubles, murs, revêtements de couverture ou fenêtres. Les PPII proposés sur le marché se multiplient. On estime à au-delà de 35 le nombre de sociétés qui, aux quatre coins du monde, produisent ensemble plus de 50 PPII, dont des bardeaux, des structures de toitures, des éléments de protection contre le soleil, des murs rideaux, des puits de lumière et des fenêtres semi-transparentes<sup>20</sup>. Certains de ces produits sont proposés au Canada et aux États-Unis.

Les produits photovoltaïques intégrés aux immeubles offrent tout un éventail de surfaces et de couleurs attrayantes afin d'améliorer la conception et la construction des immeubles, au même titre que des avantages passifs, notamment à l'égard de l'ombrage et de l'insonorisation. La technologie est fort répandue en Europe mais commence à peine à se tailler une place sur le marché canadien. Des études donnent à penser qu'au Canada, il serait possible d'installer des systèmes intégrés à des immeubles d'une capacité de 70 000 MW, mais les PPII sont très peu connus de la plupart des architectes, cabinets d'ingénierie, constructeurs et propriétaires d'immeubles.

L'utilisation de PPII se traduit par une économie car, comme il n'est pas nécessaire de faire l'acquisition de fenêtres, revêtements extérieurs ou bardeaux classiques, le coût du système s'en trouve d'autant réduit. Comparativement à de grosses centrales photovoltaïques au sol, les économies associées à l'utilisation des diverses fonctions précitées peuvent être substantielles (p. ex., les coûts de recouvrements muraux extérieurs haut de gamme peuvent équivaloir à ceux de modules photovoltaïques)<sup>21</sup>.

Technology Place, sur le campus de Burnaby de l'institut de technologie de la Colombie-Britannique, est un établissement de recherche qui a été conçu à l'intention des sociétés de pointe émergentes. L'immeuble lui-même a été choisi comme emplacement d'un des trois projets visant à bien montrer au gouvernement, aux étudiants et au grand public toute l'efficacité de la technologie photovoltaïque.

Pour la plupart, les fenêtres de la façade de l'entrée principale de l'immeuble incorporent des photopiles, sous forme d'une mince pellicule, qui fournissent l'électricité requise afin d'assurer tout l'éclairage voulu à l'intérieur.

20 Industrie Canada, *Réaliser le potentiel de la photovoltaïque en réseau au Canada, Un plan d'action pour intégrer la photovoltaïque dans l'avenir énergétique du Canada*, 2003

21 Schoen, Tony J.N., *Building Integrated PV Installations in the Netherlands – Examples and Operational Experiences*, Ecofys Energy and Environment, PO Box 8408, 3503 RK Utrecht, Pays-Bas

### 3.5.5 **Faits nouveaux régionaux**

L'Arctique est un bon endroit pour la production d'énergie solaire environ six mois par année. Les coûts des combustibles et ceux associés à leur transport y sont élevés (p. ex., le diesel coûte entre 3 \$ et 4 \$ le litre), ce qui rend l'énergie solaire photovoltaïque plus concurrentielle. Par conséquent, les régions septentrionales du Canada sont les plus propices à une entrée digne de ce nom de la technologie photovoltaïque sur le marché de la production d'électricité. Cette technologie peut y être utilisée selon des configurations hybrides, de concert avec des génératrices fonctionnant au diesel.

L'économie principale découlant de la greffe d'une énergie photovoltaïque à des réseaux d'électricité alimentés au diesel dans le Nord est liée à une consommation moindre de combustible. En présence de plus d'une génératrice dans une même collectivité, les génératrices d'appoint n'ont pas besoin d'être mises en marche aussi souvent, ce qui réduit d'autant les coûts d'entretien et ceux liés à l'achat de pièces de remplacement. La baisse des coûts des systèmes photovoltaïques sera synonyme d'un début de rentabilité pour l'intégration de ces systèmes aux réseaux du Nord alimentés au diesel, sans même tenir compte des incidences bénéfiques sur l'environnement.

Les coûts d'immobilisations pour les systèmes photovoltaïques sont habituellement moindres que ceux associés à l'expansion des réseaux électriques septentrionaux. Dans le cas de systèmes industriels de plus grande envergure qui ont recours à des génératrices fonctionnant au diesel, le coût d'un système photovoltaïque, sur sa durée de vie utile, est normalement moins élevé que ce qu'il faudrait payer pour une capacité semblable à partir de diesel. Les génératrices au diesel sont relativement peu coûteuses à l'achat, mais leur fonctionnement est dispendieux, alors que l'inverse peut se vérifier pour les systèmes photovoltaïques. Dans les faits, l'achat d'un système photovoltaïque signifie l'élimination des achats de combustible pour les 20 années à venir.

#### *Fusion et fusion froide*

Nombreux sont les scientifiques qui misent sur la fusion nucléaire, le processus à l'origine de l'éclat du soleil, pour atteindre les buts visés à long terme en matière d'énergie et d'environnement. À l'inverse de la fission nucléaire, qui nécessite la « division » des atomes et qui est source de sous-produits radioactifs de grande longévité, la fusion nucléaire dégage de l'énergie grâce à la réunion d'atomes. Les obstacles sont nombreux avant de parvenir à la fusion nucléaire sur notre planète. Des températures de 100 à 150 millions de degrés Celsius doivent être produites afin de procurer aux atomes une énergie cinétique suffisante pour leur permettre de fusionner. À ces températures, le combustible gazeux (plasma) est intégralement ionisé. L'enjeu consiste à contenir le plasma de manière à permettre la fusion.

Afin de surmonter les importants obstacles technologiques posés par la fusion, on a créé l'ITER (qui signifie « la voie » en latin). Ce réacteur thermonucléaire expérimental international est un projet qui réunit, sous les auspices de l'Agence internationale de l'énergie atomique, la République populaire de Chine, l'Union européenne et la Suisse (représentées par Euratom), le Japon, la République de Corée, la Fédération de Russie et les États-Unis d'Amérique.

À un coût de quatre milliards d'euros, l'ITER constitue le chaînon expérimental entre les études de la physique des plasmas menées aujourd'hui et les centrales de production d'électricité par fusion de demain. C'est près de Cadarache, en France, qu'on prévoit construire l'ITER. Il s'agit d'un projet qui se réalisera par étapes, celle de l'entrée en exploitation étant prévue autour de 2025. À l'heure actuelle, on pense qu'une centrale commerciale de production d'électricité par fusion à grande échelle et entièrement opérationnelle ne pourra entrer en service qu'après 2050.

En 1989, deux chercheurs de l'université de l'Utah ont mentionné avoir observé un processus de fusion dans le contexte d'une expérience de laboratoire relativement simple. Cette annonce a été suivie de toute une controverse qui a ébranlé la communauté scientifique. En 2002, puis encore une fois en 2005, d'autres scientifiques ont fait état de découvertes semblables, mais on a opposé un grand scepticisme aux résultats ainsi annoncés. Il reste à prouver de façon concluante que cette « fusion froide » est un phénomène pouvant être reproduit et que la quantité d'énergie obtenue à cette occasion est supérieure à celle consommée.

La Colombie-Britannique, l'Ontario et la Nouvelle-Écosse ont des ententes d'interconnexions normalisées tandis qu'on envisage le développement de politiques d'interconnexions dans d'autres provinces. Des lignes directrices cohérentes à ce sujet simplifieraient l'installation des systèmes photovoltaïques.

### 3.5.6 Résumé

La technologie photovoltaïque a fait ses preuves, mais il faudra en réduire suffisamment les coûts pour qu'elle soit concurrentielle sur le marché canadien. Les obstacles à une production décentralisée (section 3.9) rendent difficile l'installation de tels systèmes, même dans le cadre d'applications plus viables financièrement, comme c'est notamment le cas pour les produits photovoltaïques intégrés aux immeubles. C'est dans le Nord du Canada que la technologie photovoltaïque pourrait d'abord être concurrentielle au chapitre des coûts compte tenu du prix élevé des sources de production classiques. Des coûts toujours moindres permettront à cette technologie propre d'ajouter à sa part de marché à long terme.

## 3.6 Piles à combustible

Une pile à combustible est un dispositif électrochimique qui produit de l'électricité et de la chaleur grâce à l'union d'hydrogène et d'oxygène. Le déchet produit est de l'eau (figure 3.6.1). À la différence des piles ordinaires, la pile à combustible n'a pas besoin d'être rechargée ni remplacée puisqu'elle utilise un combustible stocké extérieurement.

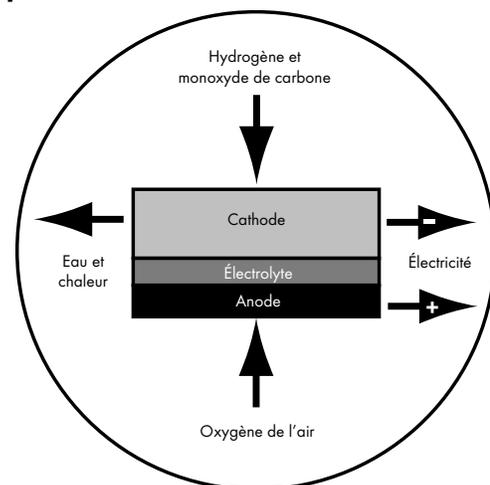
C'est William Grove qui a mis au point la pile à combustible. En 1839, alors qu'il tentait des expériences d'électrolyse (le partage de l'eau entre hydrogène et oxygène au moyen d'un courant électrique), il a remarqué que l'union de ces éléments produisait un courant électrique. D'autres scientifiques se sont penchés sporadiquement sur la pile à combustible tout au long du XIX<sup>e</sup> siècle. Francis Thomas Bacon, scientifique d'origine britannique qui a travaillé au développement de la pile alcaline entre les années 1930 et 1950 inclusivement, a fait la preuve qu'il était possible de les « empiler » en 1958. Pratt & Whitney a breveté cette technologie et l'a utilisée dans le cadre du projet aérospatial Apollo.

### 3.6.1 Technologie

Une pile à combustible prend habituellement la forme d'une mince plaque carrée. Même si le processus de fabrication est assez complexe, une des méthodes employées consiste à mouler une embase puis à appliquer, par sérigraphie, une anode d'un côté et une cathode du côté opposé. L'épaisseur de la pile peut être inférieure à un millimètre, mais celle-ci doit être résistante, souple et en mesure de supporter de hautes températures. La puissance produite peut être modifiée en changeant la superficie de la pile afin d'obtenir le courant souhaité et en assemblant le nombre requis de piles pour parvenir à la tension voulue. La puissance peut par la suite être augmentée en combinant des assemblages individuels (figure 3.6.2).

FIGURE 3.6.1

#### Production d'électricité au moyen d'une pile à combustible



Source : Versa Power Systems Inc.

FIGURE 3.6.2

### Assemblage de piles à combustible



Source : Versa Power Systems Inc.

#### *Étapes de développement*

La pile à combustible fait l'objet de recherches continues depuis plus de 100 ans. Récemment, au-delà du rendement, on s'est aussi concentré sur les coûts. Ce virage pourrait indiquer que la commercialisation des piles à combustible commence à être envisagée. Les étapes de développement qui suivent prendront au moins le nombre d'années indiqué à compter de 2006.

##### *1<sup>re</sup> étape – Technologie préalable*

Les travaux de recherche et développement n'ont toujours pas été menés à terme pour la technologie. Des percées sont à espérer afin que celle-ci puisse progresser. Cette étape pourrait prendre encore trois ans pour une société qui dispose de solides ressources financières.

##### *2<sup>e</sup> étape – Passage à la commercialisation*

Le produit doit gagner en robustesse, être configuré de façon à répondre aux besoins des clients et subir des essais sur le terrain ainsi que des tests bêta avant l'entrée en production. Cette étape prend environ cinq ans à moins de problèmes de financement.

##### *3<sup>e</sup> étape – Commercialisation intégrale*

À cette étape, le produit est commercialisé de façon concurrentielle. Il commence à être accepté par les clients et à occuper une plus grande part du marché. Cette étape dure plus ou moins longtemps, mais prend généralement plusieurs années. Il faut encore plus de temps lorsqu'un produit doit concurrencer une technologie existante.

Une pile à combustible peut servir à produire de l'énergie électrique pour presque n'importe quelle application. Les assemblages de piles à combustible peuvent remplacer batteries ou moteurs à combustion interne pour l'alimentation de véhicules ou de petits appareils, comme des ordinateurs portables ou des téléphones sans fil. De grands assemblages de piles à combustible ont remplacé des centrales existantes pour la production d'électricité destinée à des usines ou des quartiers précis. Les piles à combustible peuvent être fabriquées selon les dimensions qui conviennent à une application particulière. Des micropiles de la grosseur d'une gomme à effacer peuvent produire quelques milliwatts d'énergie tandis que des piles plus grosses peuvent répondre aux besoins en électricité de centaines de foyers. Puisque les piles à combustible sont adaptables quant à leurs dimensions et qu'elles peuvent être installées sur place, elles se prêtent à diverses applications, notamment la production décentralisée, en des lieux éloignés ou pour des maisons individuelles, ainsi qu'en remplacement de grosses centrales.

### **3.6.2 Questions commerciales et de réglementation**

Les coûts élevés des piles à combustible, quand on les compare à ceux associés aux méthodes de production d'électricité classiques, ont fait obstacle à une vaste pénétration du marché. À l'heure actuelle, les piles à combustible servent à des applications bien précises, comme dans des chalets isolés qui ne sont pas reliés au réseau électrique ou lorsqu'il est très important de profiter d'une source d'alimentation auxiliaire et que les solutions de rechange sont coûteuses (p. ex., stations de base pour téléphones cellulaires). Elles sont aussi utilisées dans le cadre de projets de démonstration de production d'électricité à l'intention du grand public.

La commercialisation de la technologie en est à ses premiers balbutiements et il n'y a actuellement aucune concurrence possible avec l'électricité provenant du réseau. Cependant, certaines applications peuvent tirer profit des avantages associés à la pile à combustible. Par exemple, les piles à combustible seraient plus concurrentielles

pour la production en période de pointe (plutôt que pour tenter de répondre aux besoins associés à la charge de base) du fait qu'elles ne prennent pas de temps à être actionnées et que le coût de l'énergie pendant de telles périodes est plus élevé.

Certaines économies peuvent être réalisées sur le coût unitaire lorsque la taille du système augmente sans qu'il n'y ait besoin d'ajouter de matériel auxiliaire, mais autrement, les coûts sont assez uniformes en raison du fait que les piles à combustible sont modulaires (c.-à-d. qu'il en coûte environ le double pour en doubler la grosseur). Des travaux de recherche et développement devront être effectués afin de réduire le coût élevé des matières premières spécialisées.

### 3.6.3 Questions environnementales

Les piles à combustible produisent de l'énergie grâce à la transformation électrochimique de ce combustible, ce qui fait que leurs émissions sont nulles ou très faibles, selon le combustible utilisé. L'oxygène peut être retiré directement de l'air. De l'hydrogène pur sous forme liquide ou gazeuse peut être soutiré de réservoirs de stockage. Il est également possible de l'obtenir par reformage à partir du méthanol, de l'essence, du gaz naturel, du propane ou d'autres combustibles à base d'hydrocarbures. Après reformage, le gaz des sites d'enfouissement peut aussi servir, directement ou non, dans des piles à combustible. Un secteur important de recherche dans l'industrie vise le développement de dispositifs de reformage autonomes ou intégrés pour l'extraction d'hydrogène à partir de combustibles à base d'hydrocarbures, de même que le développement de piles pouvant être alimentées directement au moyen de combustibles comme le méthanol. Même s'il n'y a pas d'émissions de GES lorsque de l'hydrogène pur est utilisé, certaines autres sources de combustibles sont à l'origine de sous-produits (surtout du dioxyde de carbone, qui peut être emprisonné). À l'inverse des moteurs à combustion interne, les piles à combustible ne produisent que peu de bruit ou de vibration et sont non toxiques.

#### *Projet de recherche appliquée sur les piles à combustible de l'Institut de technologie du nord de l'Alberta (Northern Alberta Institute of Technology ou NAIT)*

Le NAIT a installé la première pile à combustible haute tension exploitée commercialement au Canada. L'objet du projet est d'étudier diverses façons d'utiliser l'électricité et la chaleur produites au moyen de piles à combustible, de faire la démonstration de telles utilisations et de mettre au point un programme d'enseignement sur ces piles. Les étudiants en génie énergétique du NAIT auront l'occasion de travailler avec la pile à combustible afin de faire l'apprentissage de nouvelles compétences. En outre, le projet de recherche appliquée sur les piles à combustible du NAIT donne la possibilité au public d'en apprendre davantage au sujet du fonctionnement des piles et du rôle qu'elles peuvent jouer dans la vie de tous les jours.

La pile à acide phosphorique de 200 kW produit de l'électricité et de l'énergie thermique consommées par l'établissement. Au chapitre de la production d'énergie, le degré d'efficacité se situe autour de 65 %.

FIGURE 3.6.3

#### **Projet de recherche appliquée du NAIT sur les piles à combustible**



Source : NAIT

---

Le degré d'efficacité des piles à combustible se situe approximativement entre 40 % et 50 % pour un large éventail de charges. Lorsque la chaleur est utilisée, l'efficacité du système s'accroît à plus de 80 %.

Les avantages des piles à combustible par rapport aux sources d'énergie classiques sont nombreux :

- plus grand degré d'efficacité que les systèmes d'énergie courants comme les moteurs à combustion interne, ce qui profite à l'environnement;
- moins grand nombre de pièces mobiles, faisant en sorte que l'entretien requis est minimal et réduisant les coûts de production d'énergie sur le cycle de vie;
- fonctionnement efficace pour une charge partielle et quelle que soit la configuration dimensionnelle;
- conception modulaire assurant une bonne souplesse à l'égard de la taille du système et en facilitant la fabrication;
- applications de cogénération de chaleur et d'électricité pour une efficacité encore accrue.

### *Économie hydrogénée*

Imaginez une économie futuriste où l'hydrogène jouerait le rôle des combustibles fossiles d'aujourd'hui en matière d'énergie. Plutôt que d'acheminer du gaz naturel, les canalisations reliées à votre demeure alimenteraient en hydrogène votre appareil de chauffage, votre chauffe-eau, votre génératrice à pile à combustible et même votre voiture. D'autre part, vous pourriez vous rendre à la station-service la plus proche pour remplir d'hydrogène le réservoir de votre véhicule à pile à combustible. Ça semble peu vraisemblable? Le California Fuel Cell Partnership s'affaire à la construction d'une autoroute où l'hydrogène serait roi<sup>22</sup> avec 15 stations-service déjà ouvertes et 16 autres dont l'ouverture est prévue d'ici peu.

Les piles à hydrogène procurent une énergie propre et fiable, sans combustion et donc sans les émissions associées à cette méthode. Nombreuses sont les personnes qui croient que l'hydrogène est la solution de l'avenir. Les obstacles à surmonter sont toutefois de taille.

- Les piles à combustible stationnaires et celles dans les véhicules devront prouver qu'elles constituent des sources d'énergie fiables. Puisque nous disposons déjà de produits qui répondent à nos besoins énergétiques, les piles à combustible devront être tout aussi fiables et pratiques que la technologie existante, en plus de procurer d'autres avantages. Ces avantages devront être suffisamment grands pour inciter les consommateurs à consacrer temps, effort et argent pour apporter les changements requis.
- La société devra produire de l'hydrogène en quantités massives, c'est à-dire en quantités suffisantes pour prendre la place du pétrole et du gaz actuellement produits dans le monde. L'hydrogène en question pourrait provenir du reformage de combustibles fossiles ou de l'électrolyse d'eau à partir d'une source d'énergie verte, notamment hydroélectrique, solaire ou éolienne.
- L'autre obstacle d'envergure à surmonter est celui de l'infrastructure. Il faudra acheminer l'hydrogène, peut être par la voie de pipelines semblables à ceux constituant les réseaux actuels. Il se pourrait aussi que l'hydrogène soit produit sur place en quantités moindres. Quoi qu'il en soit, des modifications majeures à l'infrastructure seraient requises.

Les opposants à l'économie hydrogénée croient qu'il ne s'agit là que de chimères. Les technologies actuelles ont recours à de l'énergie pour transformer de l'eau ou des combustibles fossiles en hydrogène. Une quantité supplémentaire d'énergie est consommée pour le transport de l'hydrogène. La transformation de celui-ci en électricité au moyen d'une pile à combustible résulte en de nouvelles pertes énergétiques. Certains soutiennent donc qu'un gaspillage d'énergie découlant d'une transformation répétée à partir de diverses sources n'est pas gage d'un avenir énergétique prospère. Ils sont plutôt d'avis que la société devrait se servir des sources d'énergie dont elle dispose de la façon la plus efficace possible.

---

22 État de la Californie, *California Hydrogen Highway*; le lecteur est prié de consulter la page <http://www.hydrogenhighway.ca.gov/>

---

### **3.6.4 Initiatives de l'industrie et du gouvernement**

Au Canada, les premiers travaux de recherche pour le développement d'une pile à combustible ont été effectués à l'Université de Toronto, par le Centre de recherches pour la défense et par le Conseil national de recherches. On s'est alors surtout concentré sur la pile alcaline et celle à acide phosphorique. En 1983, Ballard Research a commencé à mettre au point une pile à combustible avec membrane échangeuse de protons (MEP) au titre d'un contrat conclu avec le Centre de recherches pour la défense. Au cours des 20 dernières années, des sociétés canadiennes, avec un certain soutien de la part du gouvernement, se sont hissées au rang des chefs de file sur la scène mondiale en matière de développement de piles à combustible et de produits connexes.

Le département américain de l'énergie (DOE) parraine la SECA (Solid State Energy Conversion Alliance), une alliance constituée en vue de la transformation de l'énergie à l'état solide. Le but de ce programme est de produire un module central de piles à combustible à l'état solide qui ne coûterait pas plus que 400 \$ US/kW, soit presque dix fois moins que le coût annoncé au début du programme il y a quelques années. À ce prix, on croit que les piles à combustible pourraient concurrencer les turbines à gaz ainsi que les génératrices au diesel et gagneraient ainsi la faveur du marché.

Les intervenants dans le secteur de la pile à combustible effectuent, pour la plupart, des travaux de recherche et développement qui mèneront à la commercialisation de telles piles et à une utilisation généralisée. Par exemple, l'Institut d'innovation en piles à combustible du Conseil national de recherche concentre ses efforts sur deux types de piles. Dans le cas des piles à MEP, la recherche est axée sur une durabilité et une fiabilité accrues tout en améliorant le rendement, la fabrication et la souplesse opérationnelle, en plus d'en diminuer les coûts. Dans la même optique, à l'égard des piles à oxyde solide, la recherche vise surtout à améliorer la durabilité et à réduire les coûts en abaissant les températures de fonctionnement et en simplifiant le système.

Pour ce qui est des piles à combustible à température élevée, le programme SECA du DOE vise à en réduire la dégradation et les coûts, en trois étapes réparties sur dix ans. Auparavant, l'efficacité était presque la seule mesure retenue et les coûts pesaient moins lourd dans la balance. Alors que la commercialisation des piles à combustible se profile à l'horizon, les coûts se doivent d'être réduits.

Au Canada, du financement est offert dans le cadre du programme de recherche et développement industriels (RNCan) ainsi que par Technologies du développement durable Canada<sup>MD</sup>. En termes de développement, l'Alberta Energy Research Institute (AERI) a pris la tête d'une collaboration sur les piles à oxyde solide et propose à cette fin des fonds de lancement tandis que Piles à combustible Canada est un promoteur de premier plan. Il existe déjà une infrastructure de ravitaillement, des prestataires de services et des fournisseurs à l'échelle canadienne, de même qu'un grand nombre de participants sur la scène internationale, qui s'affairent au développement de la pile à combustible et à en faire la promotion.

### **3.6.5 Faits nouveaux régionaux**

En général, la technologie des piles à combustible en est encore à l'étape de la pré-commercialisation, ce qui signifie que des percées technologiques sont requises pour que les piles puissent concurrencer d'autres sources de production. Par conséquent, les piles à combustible ne servent actuellement que pour des applications bien précises et dans le cadre de projets de démonstration.

---

### 3.6.6 Résumé

Il est probable qu'il faudra encore au moins cinq ans avant que les piles à combustible atteignent l'étape de la mise en marché. Cependant, dès que ce sera le cas, elles pourront offrir nombre d'avantages. Elles sont moins dommageables pour l'environnement que les sources de production classiques et peuvent être adaptées à n'importe quelle application, quelle qu'en soit l'envergure, notamment comme source d'alimentation auxiliaire pour de l'énergie intermittente, par exemple photovoltaïque ou éolienne.

## 3.7 Énergie de la mer

L'énergie de la mer se présente sous différentes formes, notamment marémotrice ou houlomotrice, énergie des courants océaniques ou des gradients de salinité et océanothermie. Actuellement, partout dans le monde, les activités et discussions liées à l'énergie de la mer portent surtout sur les aménagements pouvant permettre de profiter de la puissance marémotrice ou houlomotrice et des courants de marée. À l'échelle de la planète, selon les estimations, ces ressources se situent entre 6 et 11 TW, comparativement à une capacité renouvelable estimative totale de 77 TW (à l'exclusion de l'hydroélectricité) et à une capacité hydroélectrique de 800 TW<sup>23</sup>.

### 3.7.1 Technologie

Il n'y a que quelques endroits dans le monde où le « vide » laissé entre les niveaux à marée haute et ceux à marée basse pourrait permettre de produire de l'électricité. Les trois projets qui existent à l'heure actuelle sont situés en Nouvelle-Écosse (projet d'Annapolis Royal d'une capacité de 20 MW), en France (240 MW) et en Russie (moins de 1 MW). Même si un projet d'envergure est en cours d'aménagement, soit celui de 260 MW en Corée du Sud qui devrait normalement être mené à terme en 2009, les possibilités d'ériger des barrages afin de profiter des marées sont limitées. Les technologies modulaires de production d'électricité à partir des courants de marée et de l'énergie houlomotrice sont celles qui présentent le plus beau potentiel.

Pour le moment, trois projets de démonstration mettant à profit les courants de marée sont en exploitation : un de 300 kW au Royaume-Uni, un autre de 130 kW en Italie et un dernier de 300 kW en Norvège. Même si, pour la majeure partie, les travaux liés à ces technologies ont été menés en Europe, on croit que le Canada, notamment le long de sa côte sur l'océan Arctique, présente de meilleures possibilités. Les ressources de la Colombie-Britannique associées aux courants de marée et à l'énergie houlomotrice ont été cartographiées pour la dernière fois en 2001<sup>24</sup>.

À l'égard des courants de marée, la vitesse est un facteur fondamental au moment d'établir le potentiel de production. Par exemple, 55 emplacements éventuels ont été cernés près de l'île de Vancouver, avec une vitesse des courants supérieure à deux mètres par seconde. Le potentiel individuel d'une douzaine de ces emplacements serait de 10 MW. Des ensembles de turbines et génératrices peuvent être installés sur les fonds marins ou suspendus à partir d'une plate-forme flottante. La puissance peut ensuite être transmise jusqu'à la terre ferme au moyen de câbles sous-marins<sup>25</sup>.

L'énergie houlomotrice, quant à elle, variera en puissance selon la hauteur et la période (la vitesse) des vagues. Un exemple de technologie de production est le Wave Dragon, mis au point par la société

---

23 Calculs estimatifs de Powertech (ressources) et de l'AIE (capacité) pour 2002

24 Rapport de Triton Consultants à l'intention de BC Hydro, 2001

25 Exposé de Powertech, 8 août 2005

---

danoise WaveDragon ApS, dont on attend une version commerciale en 2007. Sa capacité sera de 4 MW et les coûts de production, à l'origine, s'établiront à 18 cents/kWh. Les coûts en question devraient éventuellement être ramenés à 6 cents/kWh<sup>26</sup>.

### **3.7.2 Questions commerciales et de réglementation**

Actuellement, le coût élevé de l'énergie houlomotrice et de celle tirée des courants de marée aurait tendance à favoriser leur utilisation dans des situations où l'électricité provenant d'autres sources coûte cher et dans le cadre d'applications de production décentralisée le long de la côte. Toutefois, les coûts ont diminué. Pour le projet européen, ils sont estimés à entre 0,05 et 0,12 euros/kWh (entre 0,08 \$CAN et 0,19 \$CAN), ce qui est beaucoup moins élevé que la fourchette de 0,35 à 0,50 euros/kWh (entre 0,56 \$CAN et 0,80 \$CAN) au début des années 1980. L'établissement de ces coûts est assez conjectural puisqu'il existe peu d'exploitations purement commerciales. Deux projets, un en Écosse et l'autre aux États-Unis, se situent au bas de cette échelle<sup>27</sup>. Il a été suggéré qu'à la même étape de développement, les coûts de l'énergie éolienne étaient supérieurs à ceux de l'énergie de la mer<sup>28</sup>.

La centrale de 20 MW d'Annapolis a été construite à un coût de 50 millions de dollars (en dollars de 1980), ce qui ne comprend pas la plus grande partie des travaux d'érection du barrage, qui existait déjà sous la forme d'une levée empierrée. Nova Scotia Power Inc. (NSPI) intègre actuellement la centrale à son réseau deux fois par jour, pour des périodes de cinq à six heures. La société réduit alors la production de ses autres centrales.

L'intermittence des courants de marée et de l'énergie houlomotrice peut faire obstacle à leur intégration aux réseaux électriques. Cependant, dans le cas des courants de marée, le cycle quotidien est assez prévisible, tout comme pour les marées et à l'inverse de l'intermittence aléatoire de l'énergie éolienne. Néanmoins, une disponibilité cyclique exige une certaine forme d'alimentation auxiliaire, de stockage ou de synergie avec d'autres sources de production.

Les promoteurs de l'industrie avancent que le Canada est en bonne position pour faire son entrée dans un nouveau secteur qui présente un potentiel commercial à l'échelle du monde, alors qu'il n'existe encore aucun fournisseur occupant une place dominante. Toutefois, comme le développement n'est toujours pas très avancé, des fonds publics sont requis afin de faciliter la création d'une masse critique de compétences et de connaissances ainsi que pour faire la promotion de la concurrence (« agglutination »), deux éléments précurseurs à la constitution d'un nouveau secteur industriel. Une telle progression pourrait également se traduire par la naissance de centres d'excellence.

Des travaux de recherche sont menés par des entités comme le Conseil national de recherches (à l'Institut des technologies océaniques de St. John's, à Terre-Neuve-et-Labrador), Powertech, une filiale de BC Hydro, l'Université de Victoria, l'Université de la Colombie-Britannique et d'autres, sur les côtes de l'Atlantique et du Pacifique. Au fil de l'évolution de l'industrie et de son passage de l'étape de recherche et développement à celle du déploiement et de la mise en œuvre, on prévoit que certaines questions se poseront à l'égard des évaluations environnementales et de l'accès au réseau de transport.

---

26 *Alternative Energy – Catch a Wave*, Canadian Business, septembre 2005, p. 51

27 Ocean Renewable Energy Group, *The Business Case for Ocean Energy in Canada* (coûts de référence produits par le U.S. Electric Power Research Institute)

28 Ibidem

---

En dehors des possibilités de production pure, il existe des synergies potentielles pour des turbines hybrides faisant à la fois appel à l'énergie du vent et à celle des vagues, pour l'approvisionnement énergétique des plates-formes en mer de l'industrie pétrolière et gazière, ainsi que pour la production d'hydrogène et le dessalement.

### **3.7.3 Questions environnementales**

Les technologies cherchant à profiter de l'effet des vagues et des marées sont considérées comme des énergies renouvelables vertes en raison de l'absence des émissions associées aux combustibles fossiles. Cependant, selon le type de projet et l'emplacement, un certain nombre de facteurs pourraient devoir être évalués, notamment les incidences sur les usages récréatifs, la navigation, la vie marine et le paysage marin. Les projets de barrage des marées peuvent être plus remarquables dans le voisinage des bassins de retenue (la zone où se rend l'eau à la marée montante avant de ressortir en passant par la centrale de production lorsqu'elle se retire à marée basse) en raison de l'érosion et de l'accumulation de limon.

### **3.7.4 Initiatives de l'industrie et du gouvernement**

L'Ocean Renewable Energy Group (OREG) est une association regroupant divers experts et spécialistes, notamment des personnes qui travaillent au développement de la technologie, des chercheurs en environnement et des spécialistes du domaine maritime, qui font la promotion du secteur de l'énergie de la mer au Canada. L'OREG, qui tire son origine d'initiatives lancées en Colombie-Britannique, évalue les possibilités qui s'offrent pour l'ensemble des régions côtières au Canada. Un plan d'action et une proposition de recherche et développement ont été élaborés en 2004. De ces documents est né le groupe de travail fédéral sur l'énergie de la mer, présidé par un représentant du Bureau de la recherche et du développement énergétiques, RNCan. Des montants d'argent ont été obtenus pour le financement de la production d'un atlas de l'énergie de la mer, un examen des avantages et des préoccupations en matière d'environnement et une analyse du potentiel commercial. On prévoit que RNCan examinera de plus près la possibilité de financement et d'encouragements pour l'énergie de la mer dans le cadre de la stratégie en cours d'élaboration sur les énergies renouvelables. L'OREG a avancé qu'un objectif de 25 000 MW pour la capacité en place au Canada d'ici 2025 était réalisable<sup>29</sup>.

### **3.7.5 Faits nouveaux régionaux**

Même s'il existe encore de belles possibilités d'aménagement pour le barrage de marées en Nouvelle-Écosse, où au moins deux autres bassins, soit ceux de Minas et de Cumberland, dans la partie nord-est de la baie de Fundy, présentent des perspectives intéressantes à cet égard, les répercussions sur l'environnement et l'utilisation des terres nécessiteraient une évaluation attentive. À l'heure actuelle, il n'y a aucun plan véritable pour la mise en valeur de ces emplacements. Toutefois, une étude sur la production éventuelle d'électricité à partir des courants de marée dans la région est en cours. Cette étude, menée par l'organisme américain Electric Power Research Institute (EPRI), couvre les eaux de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick et des états du Nord-Est des États-Unis. Les premiers résultats indiquent l'existence d'une dizaine d'emplacements potentiels pour l'aménagement d'installations de production d'électricité à partir des courants de marée<sup>30</sup>.

---

<sup>29</sup> Ocean Renewable Energy Group, plan stratégique de 2004

<sup>30</sup> Electric Power Research Institute, *Maritimes and U.S. Northeast Tidal Study*, décembre 2005

---

Sur la côte du Pacifique, la Colombie-Britannique se penche sur le potentiel de l'énergie houlomotrice et des courants de marée, notamment dans le cadre d'initiatives locales et d'occasions qui existent dans le contexte d'une collaboration avec des états américains du nord-ouest bordant l'océan. Le groupe de travail de la Colombie-Britannique sur les sources non conventionnelles d'énergie devrait normalement produire un rapport, au début de 2006, avec des recommandations visant le secteur de l'énergie de la mer.

Un projet à la réserve écologique de Race Rocks, près de Victoria, en Colombie-Britannique, cherche à tirer parti des courants de marée. Dans le cadre de ce projet pilote, une turbine de 65 kW permettra de remplacer l'électricité actuellement produite au moyen de deux appareils fonctionnant au diesel. La turbine en question est bidirectionnelle et fait appel à la technologie canadienne en matière de turbines et de génératrices. Les parrains de ce projet sont le collège Pearson et EnCana. Les partenaires techniques en sont AMEC, Powertech, Triton Consultants, Xantrex et Ocean Works.

### **3.7.6 Résumé**

Outre le projet de barrage de marées d'Annapolis, le secteur de l'énergie de la mer au Canada en est à ses premiers pas et il faudra que s'écoule un certain temps avant une entrée en production commerciale ou quasi commerciale. En raison d'un développement encore précoce, les encouragements ne peuvent provenir de sources comme l'EPÉE, qui est un programme axé sur la production. Le rythme de progression de la technologie associée à l'énergie de la mer sera influencé par le potentiel de la ressource et la poursuite des efforts de coopération entre l'industrie et le gouvernement. Sur la côte de l'Atlantique comme sur la côte du Pacifique, ce sont les courants de marée et l'énergie houlomotrice qui présentent les perspectives les plus intéressantes.

**FIGURE 3.7.1**

***Turbine produisant de l'énergie en mer à partir des courants de marée, Victoria (Colombie-Britannique)***



**ILLUSTRATION  
DU PROJET**

Source : <http://www.racerocks.com/racerock/energy/tidalenergy/tidalenergy.htm>

---

## 3.8 Charbon épuré

Le charbon est de loin le plus abondant des combustibles à base d'hydrocarbures (pétrole, gaz naturel et charbon) à l'échelle mondiale, notamment en Amérique du Nord<sup>31</sup>. Toutefois, les niveaux relativement élevés d'émissions de SO<sub>2</sub>, de NO<sub>x</sub> et plus récemment de CO<sub>2</sub> ont été à l'origine d'un nombre toujours plus grand de restrictions quant à son utilisation, ce qui a favorisé d'autres sources d'énergie, principalement le gaz naturel. La hausse des prix du pétrole et du gaz naturel ces dernières années a rendu plus intéressantes les technologies d'épuration du charbon.

Les technologies d'épuration du charbon regroupent l'ensemble des méthodes permettant de réduire les émissions produites au moment de sa combustion. Durant les années 1980 et 1990, sur une toile de fond dominée par les pluies acides et la formation de smog, on s'est surtout concentré sur l'élimination du SO<sub>2</sub>, des NO<sub>x</sub>, des matières particulaires et du mercure. Avec la place de plus en plus grande qu'occupe la question du réchauffement de la planète, les efforts technologiques déployés en vue de l'obtention d'un charbon épuré visent surtout à réduire les émissions de CO<sub>2</sub>. Les technologies d'épuration du charbon peuvent généralement être caractérisées par une plus grande efficacité à la combustion, le nettoyage des gaz émanant des cheminées ainsi que la capture et l'emprisonnement de CO<sub>2</sub>.

### 3.8.1 Technologie

La production d'énergie par gazéification intégrée à cycle combiné constitue la façon la plus propre et la plus efficace de produire de l'électricité à partir d'une charge d'alimentation renfermant du carbone, comme le charbon ou la biomasse. Cette méthode élimine la plus grande partie du SO<sub>2</sub>, des NO<sub>x</sub>, des matières particulaires et du mercure, en plus de produire un débit de CO<sub>2</sub> pur pouvant éventuellement être emprisonné. En outre, le processus utilise moins d'eau qu'une centrale classique.

Essentiellement, une centrale de GICC a recours à une technologie à cycle combiné avec alimentation au gaz naturel dont la première étape de traitement est assurée par un réacteur de gazéification du charbon. Le processus de gazéification scinde le charbon et les autres charges d'alimentation en fonction de leurs composés chimiques, créant ainsi un gaz de synthèse principalement constitué de monoxyde de carbone et d'hydrogène. Ce gaz de synthèse remplace le gaz naturel dans les installations à cycle combiné pour la production d'électricité.

Les centrales commerciales de GICC sont exploitées de manière à répondre aux exigences de la charge de base, produisant sans arrêt de l'électricité. Les charges d'alimentation qu'elles utilisent ont tendance à prendre la forme de charbon et de produits à base de pétrole. Dans la majorité des cas, leur capacité se situe sous 300 MW car des réacteurs de gazéification de plus grande taille sont difficiles à transporter en raison de leur poids et de leurs dimensions.

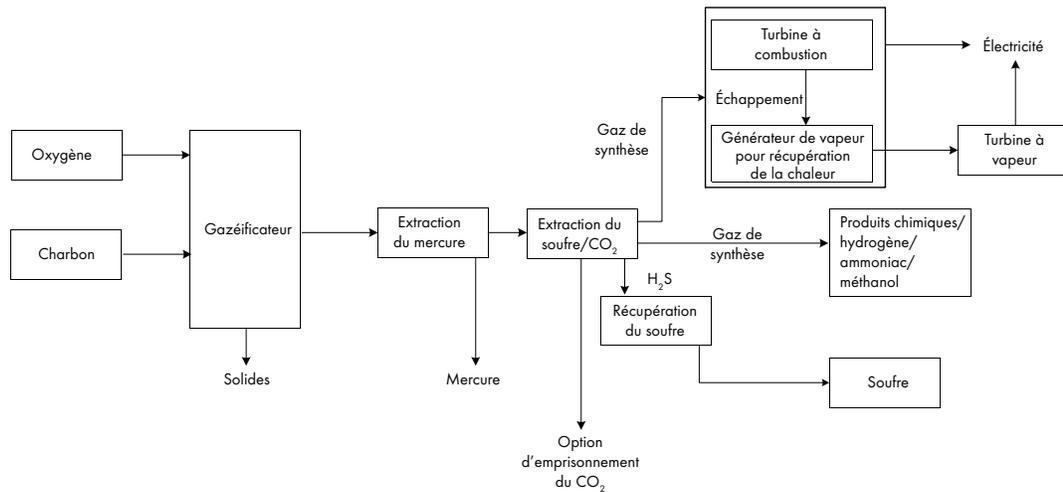
Les centrales de GICC existantes ont atteint un facteur de capacité de 85 %, ce qui signifie que des installations types produiront de l'énergie 85 % du temps au cours d'une année quelconque. Un réacteur commercial de gazéification aux États-Unis, propriété d'Eastman Chemicals, a atteint un degré de disponibilité de 98 % car il est muni d'un réacteur d'appoint. Cette disponibilité équivaut à celle des centrales classiques au charbon, mais la présence d'un second réacteur constitue une exception plutôt que la règle.

---

31 ONÉ, *L'avenir énergétique du Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025*, 2003, p. 72

FIGURE 3.8.1

**Schéma d'une installation type de GICC**



**3.8.2 Questions commerciales**

La GICC utilisant du charbon est considérée être à l'étape du développement, en dépit du fait que la technologie de gazéification est utilisée commercialement depuis plus de 50 ans. De façon générale, le gouvernement et l'industrie ont collaboré et ont eu recours à des incitations de nature financière en vue de la mise en service de centrales de démonstration. Les deux centrales de GICC aux États-Unis, Wabash River (Indiana) et Polk Power Station (Floride), sont entrées en service à des fins de démonstration en 1996 et leur exploitation commerciale a débuté en 2001. Il existe également un certain nombre de centrales de ce type exploitées en Europe, en Afrique du Sud et au Japon.

À l'heure actuelle, la construction de trois centrales de GICC est proposée aux États-Unis :

- American Electric Power (AEP), GE Energy et Bechtel Power ont commencé à produire des dessins techniques pour une centrale de 629 MW en Ohio. American Electric Power cherche à recouvrer, par voie réglementaire, des coûts de construction et d'exploitation auprès de la commission des services publics de l'Ohio.
- Cinergy, GE Energy et Bechtel Power étudient la possibilité de construire une centrale de GICC d'une capacité de 500 à 600 MW en Indiana, où plusieurs emplacements sont envisagés. Cinergy demanderait à recouvrer, par voie réglementaire, des coûts de construction et d'exploitation si ces installations étaient érigées.
- Excelsior Energy propose l'aménagement du projet Mesaba Energy, une centrale de GICC d'une capacité de 530 MW au Minnesota. On a choisi Conoco/Phillips pour fournir la technologie de gazéification. La date d'entrée en service des installations est prévue pour 2010. Le projet Mesaba Energy a obtenu du financement dans le cadre de l'initiative Clean Coal Power du DOE en octobre 2004.

Les degrés élevés d'efficacité thermique et les faibles niveaux d'émissions comptent au nombre des principaux facteurs favorisant le développement de la technologie de GICC. Des installations plus efficaces produisent la même quantité d'électricité à moindres coûts puisqu'elles nécessitent moins de combustible et que les coûts environnementaux sont moins élevés en présence d'un niveau de pollution inférieur. Le degré d'efficacité des centrales de GICC se situe normalement à près de 45 %. Ce pourcentage est beaucoup plus élevé que celui pour une centrale classique au charbon, qui varie

entre 28 % et 33 %. De tels systèmes pourraient éventuellement atteindre des degrés d'efficacité se rapprochant de 60 %.

Nombreux sont les promoteurs qui considèrent que les technologies supercritiques ou ultra-supercritiques au charbon pulvérisé présentent les meilleures possibilités de production dans le contexte d'une alimentation au charbon, parce que la GICC est jugée trop coûteuse. Si elle coûte plus cher, c'est en raison des coûts de financement plus élevés, qui découlent des préoccupations au sujet du coût des immobilisations, de la période prolongée nécessaire au démarrage et de la disponibilité réduite après la mise en service. Par ailleurs, les exigences liées au lavage du gaz combustible à la sortie du gazéificateur et la nécessité de disposer d'un deuxième gazéificateur pour plus de fiabilité font aussi augmenter les coûts. D'autres variables qui influent sur la décision d'investir ou non dans une centrale de GICC sont : l'incertitude des prévisions relatives aux coûts environnementaux, le manque de capacité d'emprisonnement, s'il y a lieu, et les avantages éventuels de l'utilisation des sous-produits de la production par GICC dans d'autres industries. La troisième étape de la centrale Genesee, en Alberta, entrée en exploitation commerciale en mars 2005, intègre des chaudières supercritiques.

Ces facteurs, alliés aux prix élevés du gaz naturel et aux inquiétudes soulevées au sujet des coûts futurs des émissions, ont tout naturellement obligé les promoteurs de centrales électriques à étudier sérieusement la GICC. Malgré tout, peu nombreuses sont les centrales de GICC à être construites car leurs coûts sont plus élevés que ceux associés à la technologie supercritique, qui constitue la deuxième méthode la plus efficace pour la production d'énergie à partir d'installations alimentées au charbon. On hésite aussi à être les premiers à investir dans la GICC compte tenu des préoccupations en matière de fiabilité, surtout à l'étape de la mise en service. Afin de vaincre une telle hésitation, les sociétés commencent à procurer des garanties de rendement pour la mise en service. En outre, dans certaines régions, la GICC peut ne pas constituer le meilleur choix en présence de charbon de rang bas à forte teneur en humidité. Enfin, la construction d'installations de GICC fait peur en raison du fait qu'un

#### FIGURE 3.8.2

##### **Centrale de gazéification intégrée à cycle combiné de Wabash River (Indiana), aux États-Unis**



Source : [http://www.princeton.edu/~hotinski/Resources/NETL\\_wabash\\_gasification\\_large.jpg](http://www.princeton.edu/~hotinski/Resources/NETL_wabash_gasification_large.jpg)

réacteur de gazéification ressemble plus à une usine de produits chimiques, accompagnée des odeurs, qu'à une centrale classique.

Une centrale de GICC est source de sous-produits commercialisables plutôt que de forts volumes de déchets solides comme c'est souvent le cas pour les centrales munies d'un épurateur-laveur ou à combustion en lit fluidisé alimentées au charbon ou utilisant des combustibles à base de produits pétroliers. Les industries canadiennes du pétrole et du gaz ainsi que des produits chimiques tiennent maintenant compte des avantages de la gazéification, avec ou sans production d'électricité par GICC, en termes de valeur des sous-produits afférents : CO<sub>2</sub>, hydrogène, ammoniac et soufre. En Alberta, le CO<sub>2</sub> capturé peut être utile aux raffineries ou pour la récupération assistée de pétrole et de gaz lorsqu'il est intégré aux fluides miscibles injectés dans les gisements. Il peut aussi servir à accroître la production de CH<sub>4</sub> dans les gisements houillers ou simplement être emprisonné.

### **3.8.3 Questions environnementales**

Les centrales de GICC sont plus efficaces que les centrales classiques au charbon et elles sont « propres » en ceci qu'elles réduisent ou éliminent nombre de métaux lourds et de facteurs qui contribuent à la formation de smog, dans une mesure au moins égale sinon supérieure aux centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel. Des centrales plus efficaces sont à l'origine d'une moins

#### ***Technologies modernes de production des centrales alimentées au charbon – GICC et technologie supercritique***

Lorsque vient le temps de choisir le type d'épuration du charbon pour la production d'électricité, services publics et sociétés privées doivent décider entre deux technologies fort différentes : la technologie supercritique/ultra-supercritique; la gazéification intégrée à cycle combiné.

Depuis ses débuts en 1957, la production commerciale d'électricité au moyen de technologie supercritique fait appel à des innovations de génie mécanique qui lui confèrent une plus grande efficacité que les centrales au charbon sous-critiques classiques. Grâce à la combinaison de températures et de pressions plus élevées ainsi que d'une turbine à vapeur de haut rendement, les centrales supercritiques produisent davantage d'électricité et utilisent moins de charbon que les anciennes centrales au charbon, ce qui réduit à la fois les coûts de production de l'électricité et la quantité d'émissions produites, parce que l'efficacité accrue des centrales permet d'utiliser moins de charbon pour produire la même quantité d'électricité. La troisième étape des installations de production Genesee (G3), entrées en exploitation commerciale en Alberta en mars 2005, intègre des chaudières supercritiques. Le degré d'efficacité thermique de ces installations se situe autour de 40 %, ce qui représente un gain d'efficacité estimatif de 18 % comparativement aux autres centrales au charbon de la province. En plus de réduire les émissions produites, compte tenu de la plus grande efficacité des installations, les propriétaires de la centrale ont volontairement accepté d'en réduire encore plus les émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), soit jusqu'au niveau des installations à cycle combiné au gaz naturel, ce qui représente une réduction de 52 %. À cette fin, on a greffé à la centrale du matériel de purification de l'air d'une valeur de 90 millions de dollars.

Essentiellement, une centrale de GICC a recours à une technologie à cycle combiné avec alimentation au gaz naturel dont la première étape de traitement est assurée par un réacteur de gazéification. Dans des conditions normales, le degré d'efficacité des centrales de GICC se situe à près de 45 % ou même au-delà. Il n'existe aucune centrale de GICC exploitée au Canada, mais un certain nombre d'entre elles le sont aux États Unis, en Europe, au Japon et en Afrique du Sud.

Même si la GICC est coûteuse, on pense que son degré d'efficacité se prête à des améliorations encore plus grandes. Cette technologie serait davantage concurrentielle si les prix élevés du gaz naturel se maintenaient, si des progrès étaient réalisés en matière d'emprisonnement du CO<sub>2</sub> et si le débit du CO<sub>2</sub> en question pouvait servir à des applications industrielles ou liées à la production tirée des sables bitumineux.

Au Canada, quand on parle d'alimentation au charbon, on privilégie la production à l'aide de la technologie supercritique par rapport à celle par GICC, surtout du fait que les coûts d'une centrale supercritique sont inférieurs de quelque 20 % à ceux d'une centrale de GICC. Les facteurs suivants pourraient favoriser davantage la GICC à long terme : augmentations du degré d'efficacité opérationnelle; développement de la technologie d'emprisonnement du CO<sub>2</sub>; disponibilité de CO<sub>2</sub> pour d'autres applications; coûts environnementaux supérieurs des centrales supercritiques.

grande quantité d'émissions parce qu'elles produisent davantage d'électricité par unité de charbon consommée.

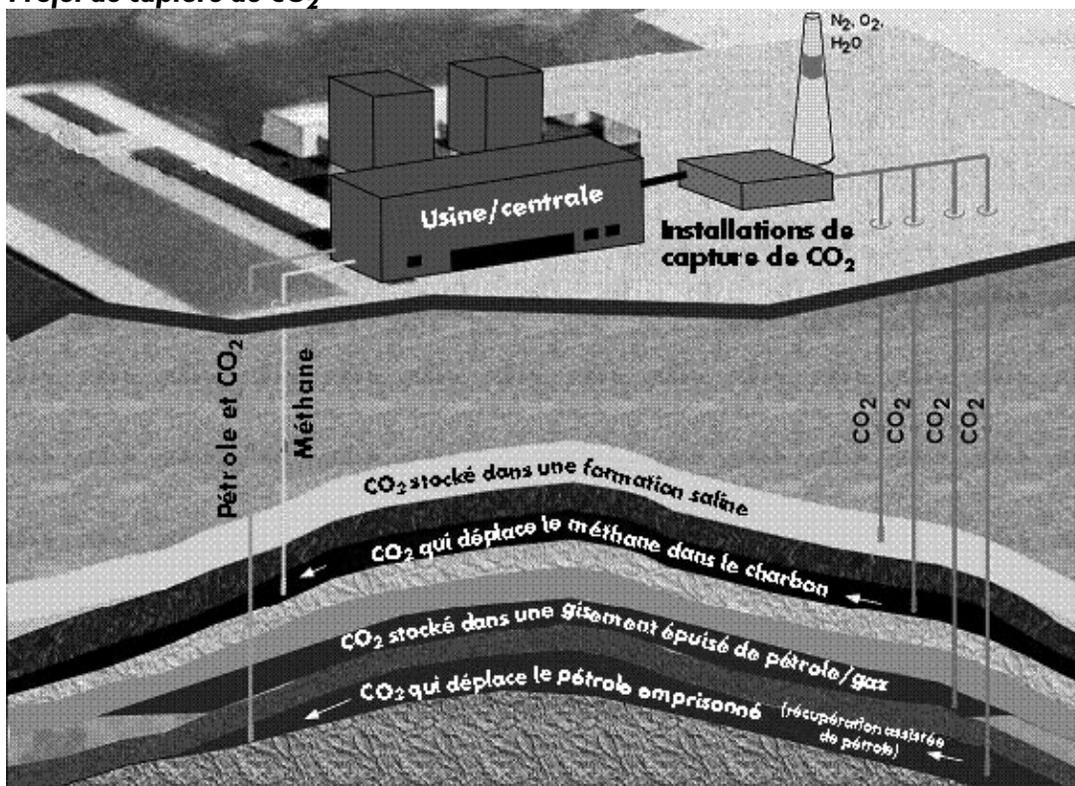
Les normes sur les émissions atmosphériques étant de plus en plus rigoureuses, d'un rendement supérieur de la GICC en matière d'environnement découlera de nouveaux avantages économiques, surtout si les possibilités d'emprisonnement du CO<sub>2</sub> se font plus nombreuses. Cette technologie permettra d'accroître les réductions d'émissions à un coût moindre que les technologies moins développées.

La production par GICC présente de nombreux avantages pour l'environnement. Pendant la gazéification, presque tout le carbone de la charge d'alimentation est transformable en un gaz de synthèse pouvant être brûlé à des fins de production d'électricité. La GICC peut facilement éliminer 98 % du soufre tout en produisant un sixième des déchets solides d'une centrale classique. Le soufre est extrait du gaz de synthèse puis capturé, soit dans sa forme élémentaire, soit comme acide sulfurique, deux produits commercialisables. La GICC réduit les NO<sub>x</sub> de 92 % comparativement à la production classique au charbon. La technologie de gazéification ouvre la voie à l'élimination du mercure et du CO<sub>2</sub> en amont du processus de combustion, à un coût moindre que dans le cas des centrales classiques. Les hautes températures requises pour la gazéification transforment la cendre et les autres matières inertes en solides, ce qui en réduit grandement le volume après traitement.

À l'inverse des autres composés gazeux comme le SO<sub>2</sub> et les NO<sub>x</sub>, le CO<sub>2</sub> ne se décompose pas facilement. La seule façon de réduire la quantité de CO<sub>2</sub> produit par la combustion est d'accroître l'efficacité du processus ou de modifier la composition du combustible de manière que sa teneur en carbone soit allégée. Cela a mené à un certain nombre de propositions visant l'emprisonnement du

FIGURE 3.8.3

### Projet de capture de CO<sub>2</sub>



Source : [http://www.co2captureproject.org/technologies/tech\\_img2.gif](http://www.co2captureproject.org/technologies/tech_img2.gif)

---

### *Emprisonnement du carbone et utilisations du CO<sub>2</sub>*

Tant pour des raisons environnementales qu'économiques, une fois épuisés, les gisements de gaz naturel, les champs de pétrole lourd et les veines de charbon constituent des cibles attrayantes pour l'emprisonnement de carbone par injection directe de CO<sub>2</sub>.

Dans le cas du gaz naturel, les gisements épuisés renferment du CH<sub>4</sub> et même après épuisement, les champs pétroliers contiennent toujours du pétrole lourd non récupéré. L'injection de dioxyde de carbone peut permettre une récupération assistée de CH<sub>4</sub> ou de pétrole. À l'égard de la récupération assistée de gaz, le CO<sub>2</sub> emprisonné est injecté dans des gisements souterrains de gaz naturel visant à déplacer le gaz résiduel en vue de sa collecte. De la même façon, dans le contexte d'activités de récupération assistée des hydrocarbures, le CO<sub>2</sub> est injecté afin de stimuler l'écoulement pétrolier de façon à extraire le pétrole lourd qui avait échappé aux étapes précédentes de production.

Le dioxyde de carbone peut être injecté dans les veines de charbon afin d'en déloger les molécules de CH<sub>4</sub> et de faciliter l'écoulement de ce dernier vers les puits de production. Les molécules de CH<sub>4</sub> sont libérées (se détachent) en raison d'une affinité plus grande du charbon avec le CO<sub>2</sub>.

Des progrès technologiques en matière de récupération assistée ajouteraient à la valeur du stockage souterrain du carbone et rehausseraient la rentabilité éventuelle des projets de GICC. Les investisseurs potentiels en technologie de GICC perçoivent le développement des technologies d'emprisonnement du carbone et la capacité d'utiliser le CO<sub>2</sub> ainsi emprisonné dans le cadre d'autres processus, par exemple, la récupération assistée de pétrole et de gaz, comme la clé d'une expansion future et de la commercialisation de la GICC.

CO<sub>2</sub> pour qu'il puisse ensuite être intégré à la production d'électricité, par exemple dans des cavernes de sel ou dans des gisements abandonnés.

La quantité de CO<sub>2</sub> qui pourra être emprisonné au profit des propriétaires d'installations de GICC est incertaine. Par conséquent, les investisseurs doutent que la technologie de transport et de stockage de CO<sub>2</sub> se développe suffisamment pour ouvrir la voie à de nouveaux projets de gazéification. Les promoteurs éventuels de projets de production d'électricité par GICC aimeraient voir un engagement à l'égard d'une politique nationale sur la GICC et un engagement aussi à l'effet que les possibilités de capture du carbone se matérialiseront.

#### **3.8.4 Initiatives de l'industrie et du gouvernement**

Les programmes fédéraux canadiens se concentrent sur les projets de recherche et développement. Ils procurent aussi un soutien à la technologie de gazéification pour ce qui est de son développement et de sa commercialisation. Le Centre de la technologie de l'énergie de CANMET offre des services et du soutien pour le développement et la commercialisation de la technologie, ainsi que des services de recherche qui jouent un rôle en vue de la mise en application des technologies de gazéification.

La Canadian Clean Power Coalition (CPC) est une association qui regroupe des producteurs canadiens de charbon et des exploitants de centrales alimentées au charbon. Elle vise à assurer l'avenir de ces centrales au Canada. Le mandat de la CPC est d'effectuer des travaux de recherche, de développer une technologie pour l'obtention d'un charbon épuré et de faire la démonstration de sa viabilité commerciale. Elle prévoit construire une centrale de démonstration à échelle non réduite. Cette centrale, devant ouvrir ses portes d'ici 2012, sera conçue de manière à éliminer les GES et autres émissions. En 2003, le gouvernement fédéral, par l'entremise de RNCAN, s'est engagé à investir 1,7 million de dollars aux étapes initiales du projet. Trois technologies sont envisagées pour la nouvelle centrale : GICC, oxycombustibles et dilution chimique des agents polluants dans les gaz de combustion.

---

Le gouvernement américain a récemment augmenté le financement accordé aux projets de gazéification en réaction aux incertitudes liées à l'offre énergétique et à la hausse marquée des prix du pétrole et du gaz naturel. La loi américaine de 2005 sur la politique énergétique autorise des encouragements financiers d'importance pour les projets de gazéification au titre d'un certain nombre de programmes. Le programme Fossil Energy Turbine du DOE vise, d'ici 2010, la conception d'un système commercial de production d'énergie alimenté au charbon et procurant une efficacité thermique de 50 %, avec des coûts d'immobilisations inférieurs à 1 000 \$/kW et des émissions presque nulles.

### **3.8.5 Faits nouveaux régionaux**

L'Alberta et la Saskatchewan sont les provinces les plus susceptibles de développer la GICC du fait que plus de 95 % des ressources charbonnières au pays se retrouvent dans l'Ouest canadien (principalement sous la forme de gisements sous-bitumineux en Alberta et de lignite en Saskatchewan). On s'inquiète parfois du fait que la production par GICC pourrait ne pas constituer le meilleur choix en présence de tels charbons de rang bas à forte teneur en humidité et que des mises à niveau coûteuses pourraient être requises pour l'adaptation des réacteurs de gazéification en vue d'un fonctionnement fiable. La Nouvelle-Écosse compte aussi au nombre des emplacements possibles pour la GICC, surtout compte tenu des programmes de financement gouvernementaux qui visent à effectuer des essais de production d'électricité au moyen de ce processus en ayant recours à divers types de charbon, notamment les bitumineux très volatils de classe A présents dans cette province.

L'Alberta, province où il est le plus probable qu'une ou plusieurs centrales de production alimentée au charbon soient construites, favorise actuellement la technologie supercritique au détriment de la GICC en raison de ses coûts, du fait que les méthodes d'emprisonnement du CO<sub>2</sub> sont encore assez peu développées et aussi pour des questions de transport et de problèmes possibles quant à la capacité de gazéifier du charbon sous-bitumineux au moyen de réacteurs de gazéification non modifiés.

L'Ontario pourrait éventuellement mettre au point une centrale de production par GICC. Selon toute attente, des installations fonctionnant au gaz naturel y remplaceront la plus grande partie des centrales au charbon dont la fermeture graduelle est prévue d'ici 2009. Il semble que les sources de production supplémentaires qui seront requises afin de répondre à la demande en Ontario proviendront des centrales nucléaires et d'autres sources, dont les énergies renouvelables. Les principaux avantages de la production par GICC pour l'Ontario seraient une compression des besoins futurs en infrastructure et services ainsi qu'un moindre risque d'exposition à des prix du gaz naturel instables.

### **3.8.6 Résumé**

La GICC est une technologie de production d'électricité éprouvée qui présente un potentiel de croissance future au Canada. Ses principaux avantages comprennent de hauts degrés d'efficacité comparativement à la technologie supercritique, des émissions moindres de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> et matières particulaires, la capacité de capturer et d'emprisonner un débit relativement pur de CO<sub>2</sub> et la valeur associée à l'utilisation des sous-produits de la production d'électricité par GICC comme charges d'alimentation.

En dépit des nombreux avantages de la GICC, c'est la technologie supercritique au charbon pulvérisé qui est privilégiée au Canada. Cette situation est surtout due au fait qu'il n'existe pas d'antécédents pour le stockage et le transport du CO<sub>2</sub> emprisonné jusqu'aux installations de GICC, que celles-ci sont plus coûteuses et qu'il subsiste des incertitudes au sujet de la fiabilité et de la disponibilité pendant et après la période de mise en service.

---

En outre, les secteurs privé et public canadiens examinent la gazéification avec l'intention d'en retirer des sous-produits pouvant servir à l'industrie chimique, aux raffineries pétrolières et aux activités de récupération assistée des hydrocarbures.

Même si la GICC est coûteuse, on pense que son degré d'efficacité se prête à des améliorations encore plus grandes. Sa position concurrentielle s'affermirait davantage si les prix élevés du gaz naturel se maintenaient et si les coûts de neutralisation des émissions des centrales au charbon étaient plus élevés, si des progrès étaient réalisés en matière d'emprisonnement du CO<sub>2</sub> et si le débit des sous-produits du CO<sub>2</sub> (hydrogène, ammoniac et méthane) pouvait servir à des applications industrielles ou liées à la production tirée des sables bitumineux.

### **3.9 Gestion de la demande**

La gestion de la demande regroupe la gestion de la consommation, plus précisément la conservation d'énergie et l'efficacité énergétique, ainsi que la réaction de la demande. Nombreux sont les intervenants qui considèrent la GC et la RD comme prioritaires afin de pouvoir répondre à la demande future en électricité. Un plus grand intérêt public à l'égard des questions de planification et de prix de l'électricité, allié à de nouvelles technologies permettant une consommation et une gestion plus intelligentes de l'énergie, a donné un nouveau souffle à la gestion de la demande. Celle-ci incorpore bon nombre des avantages potentiels associés aux technologies émergentes de production d'électricité, notamment la continuité de l'approvisionnement, la réduction des émissions, la fiabilité du réseau de distribution et l'efficacité commerciale.

En général, la GC se rapporte à une réduction soutenable de la charge à long terme. Elle est principalement redevable aux campagnes de sensibilisation faisant la promotion de la conservation de l'énergie et aux améliorations technologiques en matière d'efficacité énergétique. On estime que sans les mesures visant à accroître l'efficacité énergétique qui ont été prises à l'occasion des crises pétrolières des années 1970, la quantité d'énergie consommée dans le monde serait supérieure de 50 % aux niveaux présents.

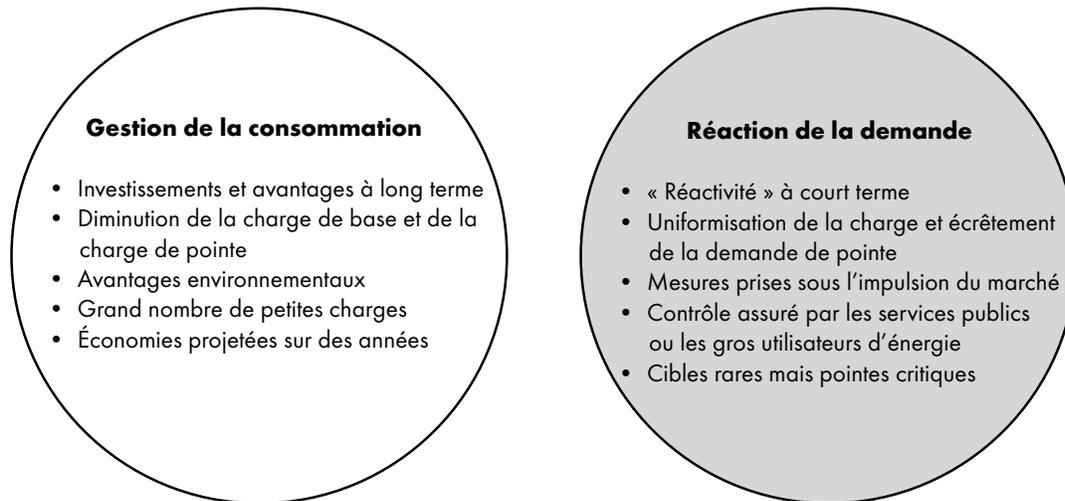
La RD, connue aussi sous les noms de délestage des charges ou de déplacement de la charge, est souhaitable dans un marché où l'offre est restreinte, alors qu'une réduction occasionnelle de la charge est préférable à l'ajout de nouvelles sources de production. Elle privilégie la décision de reporter la consommation de l'énergie, ou de s'en priver, dans le contexte d'une forte demande commerciale et de prix de gros élevés. Au niveau le plus critique, cela est essentiel pour assurer la fiabilité du réseau et éviter les pannes généralisées. Dans un contexte plus large, il s'agit également d'une réaction de la part d'une industrie en évolution qui considère les fortes réductions de la demande d'électricité comme un produit valable pouvant être commercialisé.

#### **3.9.1 Technologie**

Les caractéristiques de la GC et de la RD sont illustrées à la figure 3.9.1. Il est reconnu que ces deux notions ne sont pas mutuellement exclusives.

Les activités de GC sont principalement attribuables à la vigueur des nouvelles technologies efficaces en matière d'énergie. Ces technologies sont présentes à la fois dans les secteurs résidentiel, industriel et commercial. Des gains d'efficacité importants ont été réalisés grâce à l'adoption de normes de construction et aux progrès réalisés au chapitre des appareils de CVC (chauffage, ventilation et climatisation), des moteurs et de l'éclairage, ainsi que des appareils électroniques et électroménagers. En tenant uniquement compte des hausses de l'efficacité énergétique dans deux secteurs de forte

**Caractéristiques de la GC et de la RD**



consommation d'électricité, soit les appareils de climatisation et l'éclairage, le potentiel de gains en la matière est de taille. Par exemple, on a estimé que l'adoption généralisée de la meilleure technologie d'éclairage disponible pourrait mener à une hausse d'efficacité de 75 %<sup>32</sup>.

Du côté de la RD, la technologie est centrée sur les grosses charges interruptibles et sur une surveillance poussée de la consommation. Cette technologie comprend des « compteurs intelligents », c'est-à-dire informatisés, pour la production de données sur la demande. De telles données peuvent porter sur la quantité, le prix et la tarification au compteur horaire. Les programmes de tarification au compteur horaire permettent aux services publics d'établir les prix en fonction du coût (de gros) de l'électricité, qui varie selon l'offre à différentes heures de la journée. Les tarifs ainsi adoptés sont habituellement plus ou moins élevés selon les pointes et les creux enregistrés, saisonniers et quotidiens (figure 3.9.2). De cette manière, les consommateurs ont intérêt à choisir les périodes les plus avantageuses pour faire fonctionner leurs machines et appareils électriques.

Outre des compteurs perfectionnés, la technologie émergente de la RD comprend un large éventail d'appareils et de dispositifs connexes dont le fonctionnement peut être interrompu ou « reporté », par des moyens manuels ou automatiques. Des commandes automatisées permettent aux services publics ou aux clients de contrôler à distance les minuteries, températures, moteurs et pompes en passant par le réseau d'électricité ou Internet. Ces commandes peuvent être reliées aux prix du marché de manière à comprimer automatiquement la consommation lorsque l'électricité coûte cher. En été, le fait de pouvoir ajuster à distance de quelques degrés des milliers de thermostats de climatisation et de thermopompes peut faire toute la différence entre une situation de forte charge et une autre de surcharge. Dans cette même optique, des appareils peuvent être programmés pour surveiller la fréquence ou la tension sur le réseau (pannes localisées) et comprimer automatiquement la consommation lorsque les conditions qui prévalent l'exigent.

Les compteurs les plus perfectionnés (c.-à-d. les compteurs par intervalles) tiennent compte des prix du marché de gros et sont en mesure de surveiller ces prix et la consommation enregistrée à des intervalles de quelques minutes. En général, ces compteurs intègrent des modes de communication qui sont eux aussi plus perfectionnés, permettant une fixation du prix en temps réel ainsi que des échanges

<sup>32</sup> Bhargava, A., J. Polialov et G. Timilsina, *Study on the Electrical Efficiency of Alberta's Economic Sectors*, Canadian Energy Research Institute, préparé pour la Clean Air Strategic Alliance, 2004

entre clients et services publics. Ces types de compteurs demeurent pour le moment trop coûteux pour les clients du secteur résidentiel et les petits exploitants commerciaux.

Avec la mise en place d'une infrastructure de compteurs automatisés, les consommateurs deviennent des participants plus actifs sur le marché de l'électricité. La technologie pourrait privilégier certaines tendances qui se dessinent dans l'industrie, notamment une facturation consolidée pour l'énergie et les services, la surveillance des degrés d'efficacité des immeubles et du matériel, de même que l'intégration d'une production décentralisée. Un exemple de ce qui précède est illustré à la figure 3.9.3. Plusieurs sociétés du secteur privé au Canada ciblent les sites les plus appropriés à la technologie de la RD (principalement les gros consommateurs d'énergie concentrés en Ontario).

FIGURE 3.9.2

**Illustration de la consommation quotidienne d'électricité**

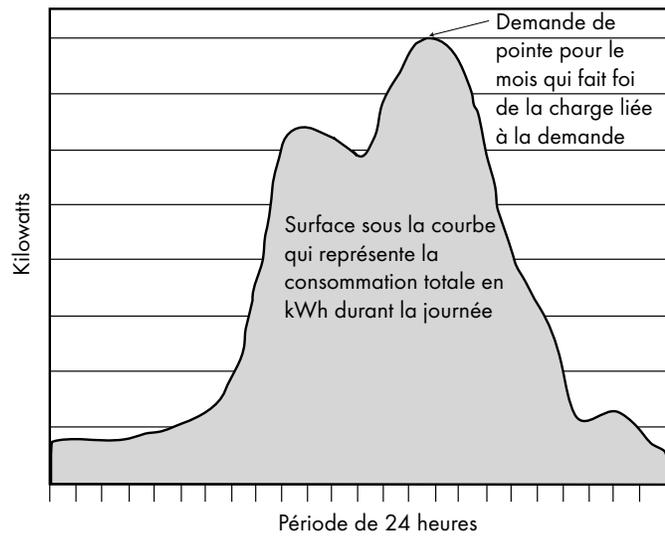
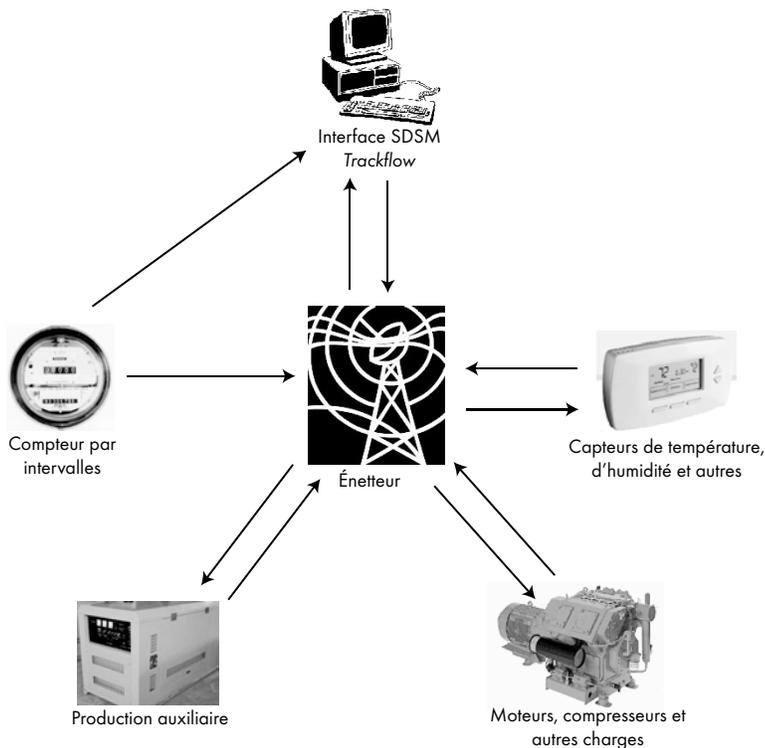


FIGURE 3.9.3

**Schéma illustrant la technologie de la RD**



### *Production décentralisée - Intégration de l'offre et de la demande*

Un scénario futur possible au chapitre de l'aménagement des installations dans le secteur de l'électricité met l'accent sur un portefeuille plus diversifié de centrales de moindre capacité au détriment d'une production centralisée d'envergure. La production décentralisée est une expression générique qui regroupe l'ensemble des installations de production d'électricité à petite échelle situées près des utilisateurs finals. Les défenseurs de la production décentralisée entrevoient pour l'avenir un réseau de transport alimenté par une multitude de producteurs dont les exploitations fonctionnent toutes à un degré maximal d'efficacité. Presque toutes les technologies dont il est question dans le présent rapport sont prises en compte dans le contexte de la production décentralisée lorsqu'elles sont à l'échelle des charges locales. Les microturbines au gaz naturel et les génératrices au gaz ou au diesel sont également incluses.

Lorsque le consommateur d'électricité a des besoins en énergie thermique, les piles à combustible, les microturbines et les génératrices peuvent atteindre de hauts degrés d'efficacité compte tenu de la quantité considérable de chaleur qu'elles rejettent. Une telle technologie est connue sous le nom de cogénération de chaleur et d'électricité (CCÉ ou simplement cogénération). Le degré d'efficacité énergétique global de ces systèmes peut être de l'ordre de 80 %. Ensemble, les degrés d'efficacité de la production décentralisée peuvent être supérieurs à celui de bon nombre de grandes installations de production centralisée. La proximité des utilisateurs finals signifie en outre que la production décentralisée n'a pas à se soucier des pertes au moment du transport et de la distribution. Elle est souvent en mesure de se servir de l'infrastructure de câbles existante et peut être même de celle pour l'acheminement du gaz sans ajout inutile de stress sur le réseau emprunté.

Des sources diversifiées de production et des systèmes de contrôle perfectionnés des réseaux peuvent également procurer d'importants avantages au chapitre de la fiabilité. Dans nombre de cas, la production décentralisée est considérée comme un prolongement de la gestion de la demande, non seulement en réduisant la charge de consommation, mais aussi grâce à la remise sur le réseau d'énergie excédentaire à des tarifs favorables. La production décentralisée permet aux petits producteurs ou aux promoteurs de technologies comme les cellules photovoltaïques ou les piles à combustible d'optimiser leur taux de rendement en fonctionnant au coût marginal de l'énergie pendant les périodes de pointe. Bien souvent, les clients industriels d'envergure disposent déjà sur place de grosses génératrices au diesel ou au gaz pour une alimentation d'urgence. En termes de production décentralisée, ces technologies pourraient toutes être des sources potentielles de production d'électricité.

La production décentralisée tient compte de la dynamique de la distribution d'électricité. Elle réagit aux modifications constantes de la demande locale grâce à une production d'une capacité appropriée. En poussant un peu plus loin, les technologies futures de stockage d'énergie, de RD et de transport pourraient mener à une toute nouvelle gamme de possibilités afin de répondre à la demande de pointe.

### **3.9.2 Questions commerciales et de réglementation**

Compte tenu de la consommation considérable d'énergie par habitant au Canada, le potentiel d'expansion au pays semble grand pour la prise de mesures en matière de GC et de RD. L'efficacité énergétique a constitué un investissement marginal pour les consommateurs au cours des dix dernières années, mais les récentes augmentations de prix ravivent leur intérêt. L'efficacité énergétique est étroitement liée aux dépenses des services publics en matière de commercialisation de la GC, ainsi qu'aux encouragements financiers qu'ils offrent. Plusieurs services publics, en leur qualité de « fournisseurs de services énergétiques », font désormais activement la promotion des économies d'énergie en proposant divers forfaits.

La RD, fondée sur l'évitement des coûts plutôt que sur leur récupération, semble plus avantageuse financièrement, mais elle s'applique uniquement pendant les périodes de pointe. Cependant, du fait que les économies sont réalisées aux coûts marginaux les plus élevés de l'électricité, leur potentiel est de taille dans le contexte du coût moyen qui, en bout de ligne, a une incidence sur tous les tarifs. Une réduction de la demande, sous forme de charge négative ou « négawatt », peut être définie de la même manière que l'énergie renouvelable ou verte. L'Ontario a récemment été témoin d'une telle situation alors qu'une grande chaîne de marchés d'alimentation, dans le cadre d'une DP à l'échelle de la province pour de l'énergie verte, a inclus la GC/RD.

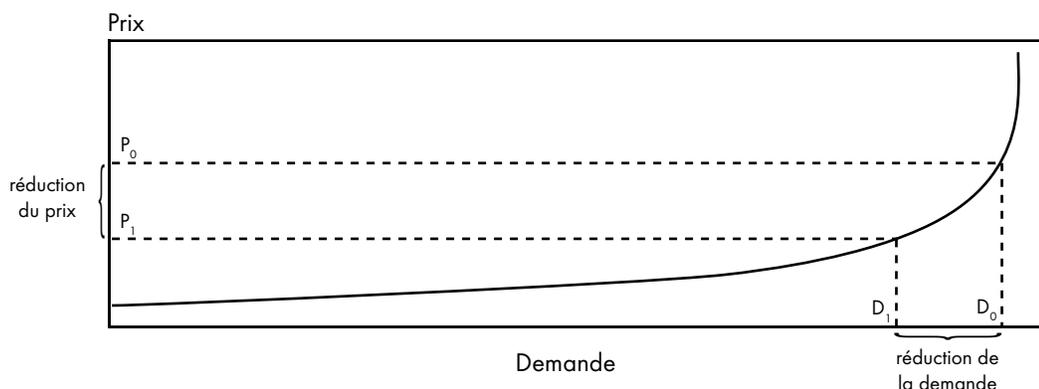
Sur la scène mondiale, les tendances en gestion de la demande d'électricité suivent maintenant de près le mouvement vers des pratiques de facturation horaire. Au Canada, il est fréquent que les gros clients des secteurs commercial et industriel signent des ententes qui prévoient des tarifs de base moindres, mais des tarifs plus élevés pendant les périodes de pointe. Pour la plupart, les clients du secteur résidentiel canadien sont protégés par des tarifs réglementés, moins favorables à la conservation de l'énergie pendant les périodes de pointe ou au report de la consommation en dehors de ces périodes. Une étude de l'AIE sur les programmes de tarification au compteur horaire aux États-Unis a relevé, dans les régions où l'étude a eu lieu, que le passage à une tarification qui varie en fonction du moment de la journée, en plus d'écarter les pointes, est à l'origine d'une diminution globale de la demande de 6 %<sup>33</sup>. Des résultats semblables ont été observés dans le cadre d'un petit programme de tarification au compteur horaire en Colombie-Britannique alors que 90 % des participants ont indiqué qu'ils avaient modifié leurs habitudes de consommation depuis l'entrée en vigueur du programme en question<sup>34</sup>. Cette tendance semble signifier qu'en présence de signaux de prix plus clairs, la consommation se fait plus efficacement.

L'Ontario a reconnu le rapport qui existe entre consommation, compteurs et conservation. Avec le dessein de créer une « culture de la conservation », le ministère ontarien de l'Énergie a recommandé d'installer 800 000 compteurs intelligents d'électricité d'ici le 31 décembre 2007 et d'en équiper tous les autres consommateurs d'ici la fin de 2010. Cette recommandation attend maintenant d'être approuvée par l'assemblée législative.

L'avantage découlant de la participation à la gestion de la demande est clairement illustré dans le graphique à la figure 3.9.4 qui montre le rapport entre les prix et la demande. De faibles réductions de la consommation produisent un déplacement sur la courbe qui est à l'origine d'impressionnantes réductions du prix de l'électricité. Sur un marché où l'équilibre est précaire, l'offre en période de pointe provient des sources les plus coûteuses, une situation que les clients à facturation horaire souhaitent éviter. L'encouragement financier visant le report de la demande favorise une optimisation du réseau en vue d'une fiabilité maximale et du coût le moins élevé possible. Le graphique laisse supposer que l'exposition d'un plus grand nombre de clients aux prix du marché mènerait à l'utilisation la plus efficace qui soit du réseau électrique. Le système tire avantage et va dans le sens de la dynamique du marché de l'électricité, au profit de tous.

**FIGURE 3.9.4**

**Réaction du prix en fonction de modifications à la demande**



33 Harrington, P., *The Power to Choose – Enhancing Demand Response in Liberalized Electricity Markets*, exposé intitulé Metering Europe, Agence internationale de l'énergie, Paris, France, du 1<sup>er</sup> au 3 octobre 2003

34 Princeton Light and Power, bulletin, vol. 11, numéro 1, *CERI Survey*, hiver 2005

---

Il existe plusieurs mécanismes de fixation des prix qui sont examinés par les services publics afin d'élargir la participation aux programmes de RD. Les possibilités étudiées comprennent la réduction des tarifs de base, l'adoption de paliers de tarification pendant les périodes de pointe, des prix particuliers pendant les périodes de pointe critiques ou la présentation de soumissions de la part des consommateurs (c.-à-d. l'offre de réductions à la faveur des services publics à un tarif préférentiel). La mise en marché de tels programmes à l'intention d'un auditoire plus vaste est encore relativement nouvelle et aucune solution unique à l'égard de la participation ne s'est clairement dégagée. Même aux États-Unis, où les services publics ont une expérience considérable en RD, les programmes ont mis du temps à prendre leur élan. Toutefois, il existe des cas précis où le succès est évident. Par exemple, il y a plus de 5 000 MW de puissance interruptible en Géorgie. En alliant la GC (p. ex., trousseaux d'information et vérifications énergétiques) à la RD, il est possible d'améliorer l'attrait et l'incidence des programmes d'efficacité énergétique dans leur ensemble.

### **3.9.3 Questions environnementales**

La GC réduit les émissions et favorise le report de l'aménagement de nouvelles installations de production. L'efficacité énergétique est considérée être l'option la moins coûteuse pour la réduction des émissions. Après l'adoption de programmes qui permettent les soumissions en vue de la réalisation d'économies d'énergie, plusieurs pays européens étudient maintenant la possibilité d'émettre des « certificats blancs » échangeables qui constitueraient un moyen simple – dont la piste peut être suivie – de commercialiser entre pays les économies liées à l'efficacité énergétique.

Une RD d'envergure dans les secteurs industriel et commercial, ne faisant que déplacer les charges à d'autres moments de la journée, ne réduira pas nécessairement la consommation totale et ne sera pas obligatoirement avantageuse pour l'environnement. Cependant, son influence sur l'optimisation de la production, des lignes de transport et du réseau de distribution favoriserait une amélioration correspondante au profit de l'environnement. Les périodes de pointe critiques pour la RD pourraient compter pour à peine quelques points de pourcentage sur la facturation d'une année, et par conséquent, la réaction pourrait n'avoir que peu de répercussions sur le total des émissions.

Une autre possibilité visant à favoriser l'arrivée à maturité de la RD porte sur son recours en tant que méthode privilégiée pour l'environnement en vue de réduire les « réserves tournantes » de combustible fossile. L'exploitant du réseau pourrait ainsi tenir compte de la fiabilité du délestage des charges au lieu de la puissance produite.

### **3.9.4 Initiatives de l'industrie et du gouvernement**

Les normes canadiennes sur l'efficacité énergétique sont l'affaire de Ressources naturelles Canada par l'entremise de la *Loi sur l'efficacité énergétique*. RNCAN fait la promotion d'un large éventail d'initiatives en la matière. À l'heure actuelle, la loi régleme 30 appareils électroménagers qui représentent 80 % de la consommation d'énergie dans le secteur résidentiel et 50 % de celle dans les secteurs industriel et commercial au pays. Des cotes de consommation d'énergie (c.-à-d. les cotes énergétiques ÉnerGuide) sont maintenant précisées pour 85 % des appareils électroménagers vendus au Canada<sup>35</sup>. Il existe des normes plus rigoureuses pour la construction de maisons (R-2000) et d'immeubles commerciaux/industriels (C-2000).

Deux des programmes de GC les mieux connus à l'échelle nationale au Canada sont le Défi d'une tonne et l'ÉnerGuide pour les maisons. Il s'agit de programmes éconergiques de nature générale

---

35 RNCAN, Office de l'efficacité énergétique, *Améliorer le rendement énergétique au Canada*, p. 16

fondés sur la réduction des émissions de GES. Dans le secteur industriel, RNCan s'occupe de la question de l'efficacité énergétique à l'échelle nationale par la voie du Programme d'économie d'énergie dans l'industrie canadienne (PEEIC). Ce secteur représente environ la moitié de la demande d'électricité au pays et l'organisation précitée est très efficace lorsqu'il s'agit de cibler les gains éventuels les plus faciles à réaliser au Canada. Les ateliers sur l'économie d'énergie proposés dans le cadre du PPEIC ont suscité beaucoup plus d'intérêt au cours de la dernière année.

La consommation totale d'énergie au Canada continue de grimper. Cependant, les améliorations apportées au chapitre de l'efficacité énergétique font que le taux de croissance est moins élevé qu'il le serait autrement. Dans l'ensemble, l'efficacité énergétique au Canada, lorsque mesurée par rapport à l'activité économique et d'autres variables, s'est améliorée à un rythme moyen de 1 % par année entre 1990 et 2003<sup>36</sup>. La demande d'électricité est demeurée relativement uniforme depuis cinq ans. Cette situation est attribuable à des réductions de l'intensité énergétique industrielle moyenne et à des améliorations de l'efficacité énergétique, soutenues en partie par des programmes gouvernementaux.

On semble vouloir déployer des efforts en vue d'organiser et de rationaliser la politique. En Ontario, l'Alliance de l'efficacité énergétique du Canada, de concert avec des groupes comme l'OEO et RNCan, a mis sur pied le caucus ontarien, qui vise la concordance entre les objectifs et préoccupations de l'industrie et les mandats gouvernementaux.

En Ontario, les mesures de GC et de RD visent à réduire la demande de 5 %. BC Hydro a l'intention de répondre à un tiers de toutes les nouvelles demandes en énergie anticipées au cours des dix prochaines années grâce à la prise de mesures de GC. L'ampleur de la GC et de la RD varie d'une province à l'autre, selon les écarts qui existent entre la demande de pointe et la demande hors-pointe, ainsi que selon l'ensemble des sources de production disponibles. Même dans des provinces riches en ressources hydroélectriques comme le Manitoba, on favorise la prise de mesures de GC. Dans cette province, la conservation permet de disposer d'une plus grande quantité d'énergie à des fins d'exportation, pour laquelle les tarifs sont plus élevés.

L'analyse des résultats découlant de programmes précédents de GC a permis de constater le caractère économique varié de telles mesures. Une étude des 40 plus grosses sociétés de services publics aux États-Unis a révélé que les programmes de GC ont permis de

### *Programme des compteurs intelligents d'ATCO Electric*

500 clients du secteur résidentiel de Drumheller et de Grande Prairie en Alberta

- Adapté d'un programme semblable à Woodstock, en Ontario, faisant état d'un recul de 15 % de la demande résidentielle en présence de compteurs intelligents
- ATCO, RNCan et InfoEnergy au nombre des partenaires
- Compteurs et dispositifs d'affichage intérieur installés au printemps de 2005
- Programme « Pay-As-You-Go » (c. à-d. que les clients achètent [d'avance] de l'électricité avec une « carte à puce »)
- Compteurs qui permettent un affichage intérieur exhaustif illustrant la consommation en cours et la puissance cumulative utilisée
- Projet pilote d'une durée d'un an
- Évaluation prévue l'an prochain



36 RNCan, Office de l'efficacité énergétique, *Évolution de l'efficacité énergétique au Canada, de 1990 à 2003*, fig. 10, p. 10

---

réaliser des économies d'énergie à hauteur de 3,2 cents US/kWh<sup>37</sup>. Une étude plus récente en Ontario fait état d'économies qui se situent le plus souvent dans la fourchette de 3 à 7 cents/kWh<sup>38</sup>.

### **3.9.5 Faits nouveaux régionaux**

Au Canada, chaque province et territoire fait la promotion des économies d'énergie au moyen de divers programmes d'encouragement et de sensibilisation. Ces programmes sont parallèles à ceux du gouvernement fédéral et sont mis de l'avant par les gouvernements et les services publics. Nombreux sont les programmes bien établis, notamment Éner Sages, de BC Hydro et d'Hydro-Manitoba, qui ont de longs antécédents en matière de promotion et d'encouragements favorisant l'adoption de pratiques exemplaires. Éner Sages compte des membres à l'échelle nationale et cherche à s'étendre à des régions d'où il est absent pour le moment.

Les encouragements financiers accordés varient selon la province. Dans la majorité des cas, on vise les appareils d'éclairage, de CVC et de réfrigération. Il existe plusieurs programmes régionaux qui sont en réaction directe aux récents sommets atteints par les prix du gaz, mais qui font néanmoins la promotion des économies d'énergie dans leur ensemble.

La GC et la RD présentent de très belles occasions, surtout en Ontario, où la capacité de production constitue un enjeu et où des solutions doivent être apportées sans attendre. L'Association of Major Power Consumers a fait valoir que 1 500 MW de puissance livrable pourraient être disponibles en Ontario<sup>39</sup>. Cela représenterait plus de quatre fois la contribution de la RD existante. Un rapport du Pembina Institute a avancé qu'une quantité supplémentaire de 8 900 MW pourrait devenir disponible grâce à la cogénération, la commutation de combustibles et l'efficacité énergétique<sup>40</sup>. Ces données peuvent montrer un certain optimisme, mais elles indiquent néanmoins que la gestion de la demande est une ressource de taille.

### **3.9.6 Résumé**

L'efficacité énergétique est considérée être « une option moins coûteuse ». Les investissements en efficacité énergétique aident à maintenir le niveau de vie, la compétitivité à l'échelle mondiale et l'efficacité économique sur la scène locale. En outre, la réduction des émissions dont ils sont à l'origine améliore la qualité de l'air. L'efficacité énergétique nécessite des investissements. Dans les secteurs résidentiel, industriel et commercial, un recouvrement dans un délai inférieur à cinq ans est habituellement la norme pour susciter l'intérêt des investisseurs. La gestion de la demande est un investissement à long terme qui peut commencer à produire des avantages de taille à moyen terme et même à court terme.

Une activité grandement accrue en matière de gestion de la demande nécessiterait, dans une large mesure, une hausse des crédits d'impôt, l'élargissement des programmes d'efficacité énergétique, un financement ciblé en recherche et développement ainsi qu'une meilleure sensibilisation du public aux questions d'énergie. Présentement, il n'existe pas d'organisation de source unique au Canada faisant la promotion de la GC. Les programmes actuels sont greffés à différents organismes fédéraux

---

37 Reynolds, N. et C. Richard, *The Contribution of Energy Efficiency to the Reliability of the U.S. Electric System*, Alliance to Save Energy, p. 4

38 Pembina Institute/ACDE, *Power for the Future – Towards a Sustainable Electricity System for Ontario*, mai 2004, p. 21

39 Association of Major Power Consumers of Ontario

40 Pembina Institute/ACDE, *Power for the Future*, tableau 3.11, p. 22

---

et provinciaux de même qu'à diverses entreprises de services publics œuvrant dans les secteurs de l'électricité et du gaz. La sensibilisation du public et la commercialisation sont des avantages qui pourraient prendre de l'ampleur grâce à la rationalisation de pratiques exemplaires claires et cohérentes d'un bout à l'autre du pays.

La politique et l'ordre prioritaire en matière de RD sont établis par les régions plutôt que d'être incorporés à l'intérieur d'une stratégie nationale sur l'énergie. Sur la scène provinciale, ce sont les exploitants des réseaux et les services publics qui s'occupent des options d'approvisionnement et des marges de réserve. À l'intérieur de marchés de l'électricité déréglementés, des taux de rendement approuvés pour la production peuvent défavoriser la RD. La structure tarifaire pourrait quelque peu faire défaut à l'égard du recouvrement des coûts. Avec le dégroupement des marchés des services publics, la RD pourrait facilement être oubliée ou même évitée en dehors des considérations les plus élémentaires de fiabilité du réseau. Des mécanismes pour le partage et la récupération des coûts sont évalués à maints endroits en Amérique du Nord. Au-delà des obstacles institutionnels, nombre d'industries ne sont tout simplement pas intéressées à interrompre le service ou la production ou ne sont pas en mesure de le faire, peu importe les encouragements offerts. Enfin, puisque le succès de la gestion de la demande dépend grandement de la modification du comportement des consommateurs, la courbe de mise en œuvre est passablement prononcée.

Les avantages de la GC et de la RD sont évidents en termes de stabilisation des prix, fiabilité du réseau et gains pour l'environnement. La question primordiale demeure la portée éventuelle de telles mesures. Il est inévitable que l'intérêt dans la GC et la RD continuera de croître simultanément et parallèlement aux nouvelles sources de production d'énergie renouvelable.

## PERSPECTIVES RÉGIONALES

### 4.1 Colombie-Britannique

Dans une large part, la Colombie-Britannique produit son électricité à l'aide de ses ressources hydroélectriques. Elle dispose d'une capacité limitée de production par cycle combiné et de production au gaz par la cogénération dans le nord-est de la province et près de Vancouver. Elle fait le commerce de l'électricité avec l'Alberta et le Nord-Ouest Pacifique, pour bénéficier des écarts de prix entre les marchés. Pour assurer sa fiabilité électrique, la province importe également de l'Alberta de l'électricité bon marché produite au charbon en périodes creuses et en périodes de niveau d'eau bas.

#### 4.1.1 Politiques et programmes de la province

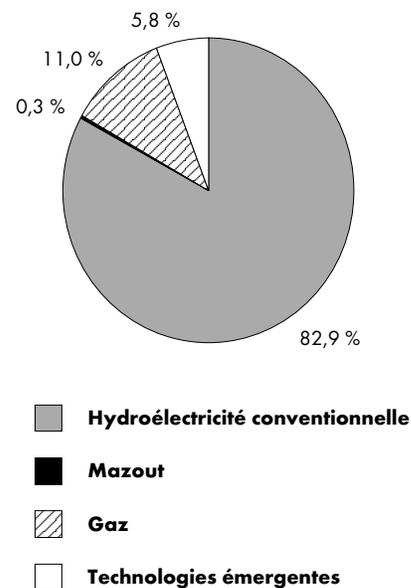
En novembre 2002, le gouvernement a annoncé un plan à long terme pour s'assurer notamment que ses ressources énergétiques seront exploitées dans le respect de l'environnement. Ainsi, la province mettait davantage l'accent sur les sources d'électricité propres (programme BC Clean Electricity), la conservation et l'efficacité énergétique. Les distributeurs d'électricité étaient encouragés à viser

l'objectif d'acquérir, d'ici à 2012, 50 % du total de leurs nouveaux approvisionnements nets en puisant parmi les sources d'électricité propres de la Colombie-Britannique. BC Hydro, premier distributeur d'électricité de la province, a pris des mesures pour atteindre cet objectif.

Le programme BC Clean Electricity définit l'électricité propre comme étant « de l'électricité produite à partir des ressources et des installations de la Colombie-Britannique qui a des effets sur l'environnement moins néfastes que celle produite au moyen des sources et des technologies de production conventionnelles. C'est le cas notamment des petites centrales hydroélectriques, de l'énergie éolienne, solaire photovoltaïque, géothermique, marémotrice et houlomotrice et de la biomasse, de la cogénération de chaleur et d'une autre forme d'énergie, de l'énergie tirée des gaz d'enfouissement et des déchets solides de municipalités, des piles à combustible et des améliorations apportées à l'efficacité des installations en place<sup>41</sup>. »

FIGURE 4.1.1

**Capacité de production de la Colombie-Britannique selon la source en 2004 (14 559 MW)**



Source : Statistique Canada

41 Ministère de l'énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique, *A Plan for BC (the Energy Plan)*, novembre 2002

---

#### **4.1.2 Stratégies visant les services publics et les consommateurs**

##### *Appel d'offres de production d'énergie de BC Hydro*

Avec son appel d'offres public lancé en décembre 2005, BC Hydro vise à acquérir d'ici à 2010 un minimum de 1 000 GWh par an d'énergie électrique auprès des producteurs d'électricité indépendants, afin de faire face à la pénurie escomptée. Elle souhaite s'alimenter en énergie dans les termes suivants :

- un minimum de 800 GWh par an d'énergie électrique garantie;
- jusqu'à 800 GWh par an d'énergie électrique non garantie tirée d'installations de 10 MW et plus en termes de taille, construites et exploitées par des producteurs d'électricité indépendants;
- un minimum de 200 GWh par an d'énergie électrique tirée d'installations de 1 MW à 10 MW, construites et exploitées par des producteurs d'électricité indépendants.

Les deux principaux distributeurs d'électricité de la Colombie-Britannique, BC Hydro et Fortis Inc., disposent de plusieurs programmes de RD et d'efficacité énergétique. Le programme *Éner Sages* de BC Hydro renferme divers incitatifs et programmes de sensibilisation destinés à promouvoir l'économie d'énergie auprès des clients des marchés résidentiel et industriel. BC Hydro offrira également à ses gros clients en avril 2006 des tarifs par paliers et une tarification au compteur horaire. Le but des tarifs par paliers est de fournir des signaux de prix qui encouragent les clients à mettre en œuvre des projets pour atteindre une meilleure efficacité énergétique et réduire ainsi leur consommation d'énergie. La tarification au compteur horaire, quant à elle, vise à fournir des signaux de meilleurs prix aux gros consommateurs d'électricité afin qu'ils fassent la promotion de la conservation et de l'efficacité énergétique.

#### **4.1.3 Perspectives à court terme et à moyen terme**

En plus de l'objectif de 50 % d'énergie propre que la province s'est donnée, les opportunités de développement des technologies émergentes se trouvent renforcées par l'aversion des Britannico-Colombiens pour la production au charbon et au gaz naturel. L'avenir de la production au charbon est limité en raison des préoccupations des citoyens à l'égard de l'environnement et de l'incertitude vis-à-vis des coûts des émissions associés au *Protocole de Kyoto*. L'avenir de la production au gaz naturel est incertain en raison des prix élevés du gaz naturel et des répercussions qu'aurait une hausse des coûts de production sur les tarifs d'électricité.

Les petites centrales hydroélectriques, l'énergie éolienne, l'énergie de la biomasse et l'expansion des programmes de GC se situent dans les perspectives à court terme. Il existe un très bon potentiel de production pour les petites centrales au fil de l'eau – on dénombre près de 900 sites potentiels (figure 4.1.2). Il y a plusieurs obstacles à leur exploitation, notamment : le nombre élevé d'interconnexions de transport individuelles, l'éloignement des sites et la fiabilité réduite en raison de l'absence d'une réserve.

La biomasse représente une option de production énergétique prometteuse sur le plan de l'environnement parce qu'elle fait partie du cycle du carbone neutre<sup>42</sup> et que l'industrie forestière tire parti de la vapeur produite au moyen de la cogénération à la biomasse. La valorisation de la biomasse

---

<sup>42</sup> Le CO<sub>2</sub> présent dans l'air qui a été absorbé pendant la croissance du substrat de la biomasse est relâché dans l'atmosphère lorsque le substrat sert de combustible pour produire de l'électricité.

FIGURE 4.1.2

**Projet de petite centrale hydroélectrique de Brandywine, près de Squamish (Colombie-Britannique)**



n'est limitée que par l'état de la conjoncture de l'industrie forestière et par la disponibilité de combustibles.

Actuellement, la Colombie-Britannique ne produit pas d'énergie éolienne. On compte toutefois 169 demandes de projets éoliens sur des terres publiques. La plupart des projets seraient situés dans la région de la Paix et le long de la côte septentrionale. Bon nombre d'entre eux sont éloignés et s'ils obtenaient le feu vert, il faudrait aménager des connexions de transport

individuelles. Une étude publiée par la British Columbia Transport Corporation a conclu que la plupart des problèmes d'intégration de la production éolienne sont de nature commerciale et non de nature technique. L'étude a également révélé que les vastes ressources hydrauliques de la Colombie-Britannique pourraient aider à atténuer les variations de la production d'énergie éolienne.

En octobre 2005, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique a mis en œuvre une nouvelle politique de loyers de participation pour les promoteurs d'éoliennes. Cette politique offre flexibilité et encouragements aux producteurs pour les inciter à investir dans l'éolien. Elle prévoit :

- aucun loyer de participation (rendement obtenu par la province pour les projets éoliens situés sur des terres publiques) durant les dix premières années d'exploitation commerciale;
- une formule d'échelle de tarifs mobile fondée sur la production annuelle d'électricité à partir de la onzième année et variant entre 1 % et 3 % des revenus annuels bruts.

À moyen et long terme, la cogénération deviendra probablement plus courante. La production décentralisée d'électricité issue de la cogénération n'a pas d'effets importants sur les tarifs vu que ses coûts au départ et ses frais d'exploitation sont peu élevés et qu'elle réduit la demande sur le réseau de distribution.

La Colombie-Britannique a une occasion exceptionnelle de développer l'énergie géothermique en raison de la disponibilité des ressources dans la province. L'énergie géothermique recèle un potentiel intéressant à moyen et long terme, lequel pourrait atteindre une capacité totale de 1 100 MW. Le projet de 200 MW de Meager Creek est le tout premier projet géothermique mené à terme (figure 4.1.3). On y prévoit pour l'heure une production de 100 MW, qui pourrait ultérieurement être portée à 200 MW.

La Colombie-Britannique a mis au point sa stratégie de piles à combustible, stimulée en grande partie par la volonté de créer une Route de l'hydrogène en prévision des Jeux olympiques d'hiver de 2010 à Whistler, laquelle fera office de vitrine du transport durable. En octobre 2005, le gouvernement fédéral a octroyé 12,2 millions de dollars pour financer la production d'énergie à l'hydrogène dans la région de Vancouver.

À long terme, le développement des énergies renouvelables en Colombie-Britannique passe par l'énergie solaire, l'énergie marémotrice et l'énergie houlomotrice. Le *BC Integrated Electricity Plan* estime à 500 MW la production potentielle d'électricité à partir de l'énergie solaire. L'énergie renouvelable tirée de la mer, comme l'énergie houlomotrice et l'énergie marémotrice, y est actuellement à l'étude. Le projet de Race Rocks, situé à la pointe méridionale de l'île de Vancouver, transformera l'énergie marémotrice en énergie électrique à partir du début de 2006.

#### 4.2 Yukon, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut

Les Territoires sont peu peuplés et leurs habitants vivent dans des localités dispersées. C'est pourquoi ils n'ont pas de réseaux électriques intégrés. Les localités ont généralement leur propre source de production et on y trouve très peu de lignes de transport sur de longues distances.

La répartition des sources de production agrégées est illustrée à la figure 4.2.1. Les génératrices diesel constituent la source d'énergie la plus courante pour la production d'électricité et le chauffage des bâtiments, suivies de l'hydroélectricité. Au Yukon, l'énergie hydroélectrique a compté pour 89 % des 320 GWh consommés en 2003. Dans les Territoires du Nord-Ouest, les 588 GWh produits en 2003 étaient presque également répartis entre le diesel (50 %) et l'hydroélectricité (46 %). La même année, le Nunavut a produit 133 GWh d'électricité exclusivement à partir du carburant diesel.

À cause de l'isolement des localités et des rigueurs du climat, la production dans le Nord doit être extrêmement fiable. Si elle utilise une technologie nouvelle, la localité aura toujours besoin d'une génératrice diesel pour obtenir une énergie d'appoint fiable. Le carburant diesel doit être transporté sur de longues distances dans des conditions difficiles et il coûte cher. Les technologies de remplacement sont peut-être concurrentielles sur le plan des prix dans le Nord, mais elles font face à des difficultés particulières.

Comme ils ont besoin d'un degré élevé de fiabilité, les Territoires sont probablement moins enclins à implanter les technologies de remplacement. Ces technologies nouvelles nécessitent une surveillance de la part de techniciens et les

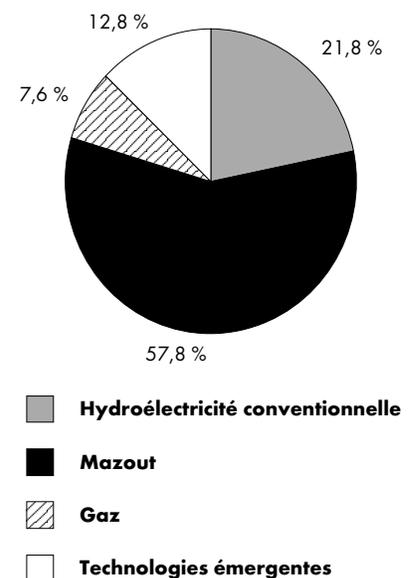
FIGURE 4.1.3

Projet de production d'énergie géothermique de Meager Creek, près de Pemberton (Colombie-Britannique)



FIGURE 4.2.1

Capacité de production du Yukon, des Territoires du Nord-Ouest et du Nunavut selon la source en 2004 (321 MW)



Source : Statistique Canada

---

petites localités ont peu de personnes dotées des connaissances nécessaires. Les sources d'énergie intermittentes, comme l'énergie éolienne et l'énergie solaire photovoltaïque, peuvent se révéler difficiles à équilibrer. Par exemple, du fait que le réseau soit si peu développé, les variations du régime des vents ont des répercussions considérables lorsqu'une localité utilise l'énergie éolienne. Même si elle est coûteuse, la solution la plus simple dans les petites localités est d'installer une génératrice diesel capable de répondre à la demande. Il faut rappeler que les rigueurs du climat compliquent le fonctionnement des éoliennes.

L'énergie solaire photovoltaïque est fiable et fonctionne bien à basses températures, ainsi qu'en été pour des crénaux d'application précis, comme l'équipement employé par Northwest Tel en régions éloignées; en pareil cas, on a recours au propane comme source d'énergie d'appoint. Avec l'énergie solaire photovoltaïque en complément, les systèmes en régions éloignées n'ont besoin d'être réalimentés que tous les deux ans plutôt que tous les ans.

#### **4.2.1 Politiques et programmes des Territoires**

Le gouvernement du Yukon s'est engagé à réduire sa dépendance à l'égard des combustibles fossiles importés, ce qui lui permet d'accroître son indépendance économique et d'encourager l'industrie énergétique locale. Un des moyens envisagés est l'utilisation du vent pour produire de l'électricité. On sait d'ores et déjà qu'au Yukon il existe des sites où les vents sont constants et assez forts pour pouvoir exploiter un parc d'éoliennes sur une base commerciale. Les vents les plus forts soufflent durant les mois d'hiver, où la demande d'électricité atteint justement des sommets.

Les Territoires du Nord-Ouest, de leur côté, planchent sur une politique de production décentralisée qui faciliterait l'exploitation de sources d'énergie non conventionnelles. Si la question de la sécurité et les problèmes techniques ont été résolus, il reste encore à déterminer le juste prix à payer pour l'électricité fournie au réseau. Le gouvernement est en train de mettre à jour sa stratégie de réduction des GES, qui a été rendue publique en 2001.

#### **4.2.2 Stratégies visant les services publics et les consommateurs**

La Société d'énergie du Yukon s'intéresse à l'énergie éolienne. Elle poursuit d'ailleurs son projet d'éoliennes entrepris en 1993 et continue d'étudier le régime des vents en divers endroits du Yukon. La principale difficulté liée à la production éolienne tient au fait qu'elle ne semble pas encore aussi fiable et économique que la production au diesel. Jusqu'à présent, les questions réglementaires et environnementales n'ont pas suscité d'inquiétude à l'égard du développement.

L'énergie solaire photovoltaïque est très concurrentielle dans les applications hors-réseau aux endroits reculés où l'on a besoin de faibles quantités d'énergie pour recharger les batteries. Les entreprises de télécommunications, les campements d'entretien des routes, les centres d'interprétation des parcs et le Collège du Yukon dans le cadre de son système de démonstration ont recours à l'énergie photovoltaïque; sans compter la cinquantaine de systèmes résidentiels installés au Yukon. Les systèmes fournissent une énergie fiable huit mois de l'année et ils nécessitent peu d'entretien, en raison surtout de l'absence de pièces mobiles<sup>43</sup>.

Dans les Territoires du Nord-Ouest, les services publics recourent à la GC, en particulier dans la région de Yellowknife. Même si les ressources hydroélectriques peuvent répondre aux charges de

---

43 Gouvernement du Yukon, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources

---

pointe actuelles, il y faudra aménager un nouveau barrage si la croissance devient importante, sinon la ville devra intensifier la production au diesel, qui est coûteuse.

En 1996, le prédécesseur de la Société d'énergie du Nunavut, la Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest, a approuvé un programme de développement de l'énergie éolienne afin d'acquérir une expérience pratique de l'énergie éolienne dans le Nord. Lorsque cette forme d'énergie deviendrait financièrement avantageuse, elle serait alors prête à l'adopter à grande échelle pour le bénéfice de ses clients. La Société d'énergie du Nunavut est maintenant partie prenante dans trois parcs d'éoliennes.

La fluctuation des vents peut influencer sur la qualité et la fiabilité de l'électricité de la ville et sur le coût de la production au diesel qui doit servir d'appoint à l'énergie éolienne produite. À long terme, le succès de l'exploitation de l'énergie éolienne dépendra de la présence de fournisseurs fiables de petits appareils, de personnel local dûment formé pour les exploiter et en assurer l'entretien, et de meilleurs systèmes de commande pour arrimer efficacement les éoliennes aux génératrices diesel.

#### **4.2.3. Perspectives à court terme et à moyen terme**

Il existe dans le Nord de nombreux sites qui pourraient accueillir des petites centrales hydroélectriques. Les centrales hydroélectriques ont des coûts en capital de trois à dix fois plus élevés que ceux des génératrices diesel, mais elles ont une durée de vie plus longue, utilisent une ressource locale et ont un coût du carburant faible et stable. Les futurs aménagements hydroélectriques seront soumis à un examen environnemental préalable plus rigoureux qu'auparavant. Alors que ces sites pourraient faire l'objet d'un examen plus approfondi et que des plans d'affaires sont en voie d'élaboration pour certains d'entre eux, il reste que l'obstacle premier à leur réalisation demeure l'absence de charge. Les Territoires du Nord-Ouest envisagent de développer les centrales hydroélectriques existantes et de connecter les lignes de transport entre les sources de production hydroélectrique et les mines de diamant afin de remplacer la production au diesel.

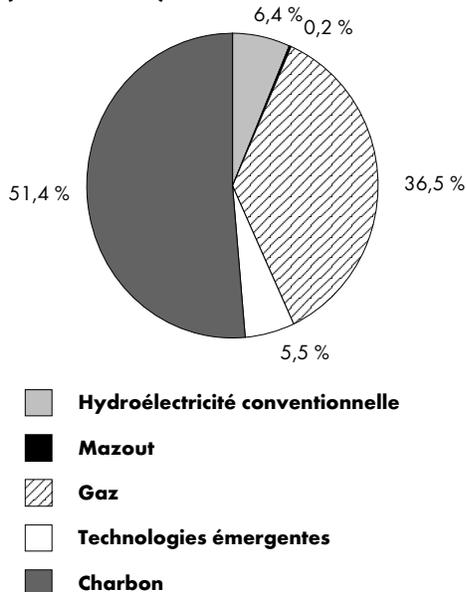
Les trois territoires travaillent de concert pour observer le potentiel éolien dans le Nord. La hausse fulgurante des prix du carburant rend l'énergie éolienne plus attirante. Toutefois, la nécessité d'une planification approfondie avant d'installer des éoliennes, le manque de personnel dûment formé, la présence de systèmes de petite taille en région éloignée et les rigueurs du climat rendent plus difficile l'exploitation des ressources éoliennes dans le Nord comparativement à d'autres régions du Canada.

Le soleil devient une source d'énergie de plus en plus viable pour les habitations isolées. Intégrée dans un système hybride, elle est en passe de devenir économique pour les localités reculées desservies par des génératrices diesel.

Malgré le potentiel du biocarburant, il est difficile, à petite échelle, de convertir la chaleur en électricité. Les petites centrales produisent de l'électricité à prix élevé en raison des coûts en capital relativement élevés et du besoin de personnel à temps plein hautement qualifié pour en assurer l'entretien.

### **4.3 Alberta**

L'Alberta tire son électricité de diverses sources : du charbon de base, du gaz naturel en périodes de pointe et de l'hydroélectricité qui sert principalement de ressource d'appoint. Près de 6 % de sa capacité de production provient de sources d'énergie renouvelable, savoir : l'éolien, les petites centrales hydroélectriques et la biomasse. La province dispose d'une capacité en place de production éolienne de 275 MW, de production par les petites centrales hydroélectriques de 150 MW et de

**FIGURE 4.3.1****Capacité de production de l'Alberta selon la source en 2004 (11 397 MW)**

Source : Statistique Canada

tout comme celle de l'actuelle ligne de transport à 500 kV qui relie Edmonton à Calgary. Cette mise à niveau est jugée nécessaire car le réseau actuel limite la capacité de transport de l'électricité produite par le vent. Au début de 2005, l'Alberta Energy and Utilities Board a approuvé une demande de 80 millions de dollars en investissements au titre du transport.

En mars 2004, le gouvernement albertain a annoncé un cadre de gestion à long terme pour les émissions atmosphériques émanant de la production d'électricité dans la province. L'objectif est de réduire sensiblement les émissions de SO<sub>2</sub>, de NO<sub>x</sub>, de matières particulaires et de mercure associées à la production d'électricité.

Pendant la période de transition, les nouvelles centrales au charbon auront quatre options pour réduire leurs émissions de GES, à savoir :

- investir davantage dans le développement de technologies qui auraient pour effet de réduire leurs émissions;
- accroître leurs investissements dans la production d'énergie renouvelable;
- se prévaloir du crédit accordé pour fermeture anticipée d'installations existantes;
- investir dans les systèmes de compensation des émissions.

production à la biomasse de 178 MW. À la fin de 2005, l'Alberta possédait la plus grande capacité en place d'énergie éolienne au Canada. Elle peut importer de l'électricité des États américains du Nord-Ouest Pacifique, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan.

**4.3.1 Politiques et programmes de la province**

Le gouvernement de l'Alberta a fixé pour les technologies de remplacement et les technologies renouvelables un objectif volontaire de 3,5 % de la production totale avant la fin de 2008, ce qui représente une capacité nouvelle de 560 MW. On s'attend que la majeure partie de cette nouvelle production proviendra de projets éoliens d'une capacité d'environ 500 MW pour lesquels on a sollicité l'accès au réseau de transport.

Pour faciliter le développement de l'énergie éolienne, l'Alberta Electric System Operator a fait de la mise à niveau de l'actuel réseau de transport dans le sud-ouest de la province une de ses premières priorités,

**FIGURE 4.3.2****Site de gaz d'enfouissement Cloverbar, près d'Edmonton (Alberta)**

---

Toute réduction réalisée par rapport à l'objectif fixé par la province en juin 2001 sera reconnue; cet objectif stipule que les émissions émanant d'une nouvelle centrale au charbon doivent être « aussi propres que le gaz ». L'Alberta est la première province à obliger toutes les nouvelles centrales au charbon à réduire leurs émissions de GES au niveau des centrales au gaz naturel à cycle combiné. La centrale de Genesee, Phase 3, mise en service en mars 2005, est une centrale au charbon supercritique dotée de technologies d'assainissement de l'air au coût de 90 millions de dollars qui réduiront les émissions de CO<sub>2</sub> au niveau d'une centrale au gaz naturel à cycle combiné.

#### **4.3.2 Stratégies visant les services publics et les consommateurs**

Le gouvernement de l'Alberta et l'industrie prennent des mesures pour intégrer les technologies de production d'électricité renouvelables aux initiatives de l'industrie.

Les entreprises et les institutions de l'Alberta lancent des initiatives pour réduire au minimum les répercussions de la combustion du charbon sur l'environnement. La Canadian Clean Power Coalition (CCPC) va de l'avant avec son projet de construire une centrale pilote au charbon épuré d'ici à 2012. La CCPC a également terminé la première phase d'une étude de faisabilité sur des technologies qui élimineraient les GES des centrales au charbon.

En parallèle avec la mise au point de technologies au charbon épuré, il y a la technique d'emprisonnement de CO<sub>2</sub> puis la distribution par conduite et l'utilisation de CO<sub>2</sub> dans la récupération assistée du pétrole, du gaz et du méthane de houille. En 2003, le ministre de l'Énergie de l'Alberta a annoncé qu'un maximum de 15 millions de dollars en crédits de redevance serait mis à la disposition, sur une période de cinq ans, des entreprises faisant la démonstration de l'utilisation du CO<sub>2</sub> dans la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières de l'Alberta. Les producteurs étaient invités à présenter au gouvernement de l'Alberta une demande décrivant les projets envisagés. Les candidats retenus peuvent obtenir des crédits de redevance pouvant aller jusqu'à 30 % des coûts approuvés.

Des efforts sont déployés pour rassembler l'industrie, des chercheurs et les gouvernements dans le but de favoriser la mise au point de technologies visant la production responsable d'énergies renouvelables et d'hydrocarbures. L'Energy Innovation Network (Energy INet), plus importante organisation canadienne sans but lucratif visant la création d'un réseau d'innovation énergétique, met l'accent sur les six stratégies innovatrices suivantes : énergies de remplacement et énergies renouvelables, valorisation du bitume, charbon/carbone épuré, gestion du CO<sub>2</sub> ainsi que récupération et gestion de l'eau. La collaboration entre l'industrie, les chercheurs et les gouvernements a permis d'accomplir de beaux progrès. En effet, l'AERI, Environnement Alberta et Diversification de l'économie de l'Ouest ont contribué pour 6 millions de dollars à l'établissement d'un réseau de stockage de CO<sub>2</sub> d'EnergyINet et d'un programme de surveillance du stockage. Un programme, à hauteur de 25 millions de dollars, de surveillance et d'évaluation de la fiabilité à long terme du stockage de CO<sub>2</sub> a également été mis en branle.

#### **4.3.3 Perspectives à court terme et à moyen terme**

Le vent est la principale source d'énergie renouvelable de l'Alberta, les projets proposés comptant au total pour plus de 840 MW d'ici à 2010. Les petites centrales hydroélectriques ont le potentiel physique nécessaire pour se développer, sauf que le choix de l'emplacement est souvent mis en question en raison de l'opposition des groupes de pression locaux. La GC devrait jouer un rôle croissant à l'avenir, étant donné qu'une légère augmentation de la réduction de la charge en périodes de pointe peut avoir des effets importants sur les prix de l'électricité. Malgré les nombreuses initiatives

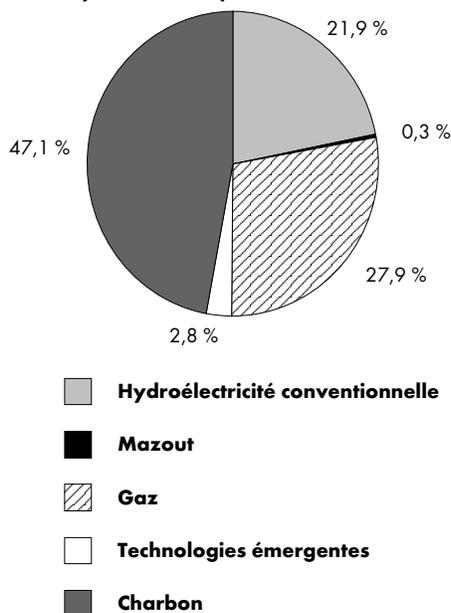
lancées pour développer de nouvelles sources de production d'énergie renouvelables, on continuera sans doute de compter sur la production au gaz et sur les importations pour répondre aux demandes de pointe sur le réseau électrique de la province.

À long terme, la production alimentée à la biomasse et la technologie GICC pourraient être développées pour permettre de faire face à la demande d'électricité et de vapeur de la part de l'industrie des sables bitumineux et de celle des pâtes et papiers.

## 4.4 Saskatchewan

FIGURE 4.4.1

### Capacité de production de la Saskatchewan selon la source en 2004 (3 797 MW)



Source : Statistique Canada

SaskPower tire son électricité de sources relativement diversifiées (figure 4.4.1) et son portefeuille d'énergie verte fera en sorte que tous les nouveaux besoins en électricité de la province seront comblés d'ici à 2010 à partir de sources écologiques. L'énergie éolienne y compte pour une large part, représentant environ 5 % du total de la capacité à la fin de 2005. SaskPower et Sunbridge ont chacune des projets de développement d'énergie éolienne d'une capacité de 11 MW et en décembre 2005, 150 autres mégawatts de capacité – pouvant alimenter jusqu'à 73 000 foyers – ont été installés à Rushlake Creek. Économies d'énergie, petites centrales hydroélectriques et projets de production décentralisée, combinés au programme *Environmentally Preferred Power* viendront compléter le tableau.

### 4.4.1 Politiques et programmes de la province

C'est le ministère de l'Industrie et des Ressources de la Saskatchewan qui est responsable de l'élaboration de la politique énergétique de la province. SaskPower est une société d'État dont le mandat et les pouvoirs lui ont été attribués par la *Power Corporation Act*. Cette loi confère à

SaskPower le droit exclusif et l'obligation de fournir, transporter et distribuer l'électricité (à l'exclusion des villes de Swift Current et Saskatoon), et d'assurer le service à la clientèle. La province travaille étroitement avec SaskPower pour mettre en oeuvre les diverses politiques énergétiques.

Le gouvernement provincial prévoit faire face à la croissance de la demande d'ici à 2010 grâce à une production à faible impact sur l'environnement et sans nouvelles émissions de GES. Dans son discours du Trône de novembre 2005, le lieutenant-gouverneur a annoncé que le gouvernement s'engageait à répondre au tiers des besoins énergétiques de la province au moyen de sources d'énergie renouvelables d'ici à la fin de la présente décennie. Le programme *Saskatchewan Energy Share* a été mis sur pied pour aider les citoyens de la province à réduire leurs frais de chauffage et à partager les bénéfices des revenus accrus tirés du gaz naturel. Un des buts du programme est de promouvoir la réduction de la consommation d'énergie et l'efficacité énergétique au moyen des mesures de conservation suivantes :

- exemption de la taxe de vente sur les appareils à haut rendement énergétique;

- 
- rabais sur les thermostats programmables;
  - élargissement du projet d'efficacité énergétique dans les foyers *Share the Warmth*;
  - subvention de contrepartie à celle accordée par le gouvernement fédéral pour les changements apportés après une vérification de suivi effectuée dans le cadre du programme ÉnerGuide pour les maisons;
  - expansion et partage des coûts du programme fédéral ÉnerGuide pour les ménages à faible revenu;
  - nouveau programme provincial ÉnerGuide pour les propriétaires à revenu modeste.

#### **4.4.2 Stratégies visant les services publics et les consommateurs**

SaskPower participe actuellement à plusieurs projets-pilotes de production décentralisée, notamment : un projet de gazéification du bois à une scierie de LaRonge, une génératrice aux biogaz qui utilise le fumier de ferme pour produire de la chaleur et de l'électricité à une porcherie, un projet de microturbine à gaz de torche de 60 kW près de Carlyle, deux microturbines de 60 kW qui produisent simultanément de l'énergie électrique et de l'eau chaude à l'Hôpital général de Regina, et des panneaux solaires sur le toit du Saskatchewan Science Centre de Regina.

L'expérimentation de diverses technologies nouvelles permet à SaskPower et à la province de connaître les caractéristiques opérationnelles, les avantages et les difficultés de chacune des technologies, et les types de financement ou autres formes d'aide nécessaires pour les rendre opérationnelles. Le but est d'intégrer les projets dans le réseau à une petite échelle, ce qui assure la connaissance et l'expertise nécessaires pour y intégrer les futurs projets de production décentralisée.

Parmi les initiatives dévolues aux clients, il convient de noter le programme *GreenPower* qui donne aux clients le choix de payer une somme additionnelle de 2,50 \$ par bloc de 100 kW de production électrique certifiée ÉcoLogo. SaskPower offre également des audits énergétiques pour proposer des mesures d'économie d'énergie, en plus d'un soutien logistique pour l'installation d'appareils d'éclairage, de moteurs et de contrôles de système plus efficaces ou pour des améliorations techniques apportées.

#### **4.4.3 Perspectives à court terme et à moyen terme**

Pour faire face à la croissance de la demande au cours des prochaines années, SaskPower a adopté une stratégie faisant appel aux énergies écologiquement préférables. Cette stratégie vise à encourager la production d'énergie à faible impact sur l'environnement, l'utilisation du flux des déchets comme source de combustible, la réduction des émissions de SaskPower, la monétisation de la valeur de l'énergie à faible impact sur l'environnement et l'addition de petites centrales de production au rythme des besoins de capacité de SaskPower.

Concrètement, SaskPower compte acheter jusqu'à 45 MW d'énergie écologiquement préférable au moyen d'un appel d'offres ouvert. En 2004, SaskPower a choisi deux projets de production d'énergie éolienne et un projet de récupération de la chaleur totalisant 13 MW dans le cadre de la première étape du programme. En 2005, elle a lancé un deuxième appel d'offres portant sur 32 autres mégawatts d'énergie écologiquement préférable.

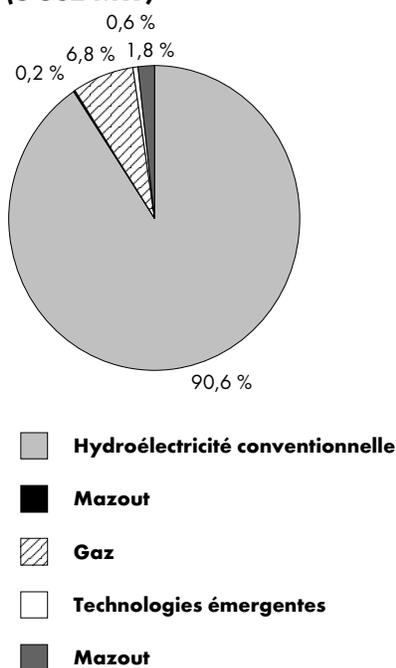
Les technologies de production d'électricité susceptibles d'être mises en place à brève échéance, dans l'ordre de leur potentiel économique probable à court terme, sont l'éolien, les petites centrales hydroélectriques, la biomasse, les petites centrales de cogénération et l'énergie solaire.

En procédant avec prudence, SaskPower peut reporter à plus tard la construction de nouvelles centrales d'envergure, lesquelles pourraient avoir des effets néfastes sur les prix de l'électricité. De plus, les études préliminaires laissent penser que la mise en oeuvre de programmes de GC pourrait permettre de réduire la demande d'énergie de 100 MW.

## 4.5 Manitoba

FIGURE 4.5.1

### Capacité de production du Manitoba selon la source en 2004 (5 532 MW)



Source : Statistique Canada

Environ 91 % de la production d'électricité du Manitoba repose sur des ressources hydroélectriques (figure 4.5.1). C'est la société d'État Hydro-Manitoba qui est chargée de produire et livrer l'électricité dans la province. Elle fournit de l'électricité à faible coût aux consommateurs de la province et vend ses surplus sur les marchés d'exportation. Hydro-Manitoba commercialise son énergie électrique en faisant valoir qu'il s'agit d'une source d'énergie propre et renouvelable.

Hydro-Manitoba estime avoir exploité environ la moitié de son potentiel hydroélectrique et elle a identifié 16 projets de production susceptibles d'être aménagés dans le futur. Le premier de ces nouveaux projets concerne la centrale Wuskwatim sur la rivière Burntwood, ainsi que les centrales Keeyask et Conawapa sur le fleuve Nelson. Le gouvernement provincial met l'accent sur l'exploitation des ressources d'énergie hydraulique et éolienne et d'autres ressources d'énergie renouvelables. Le programme de GC d'Hydro-Manitoba joue également un rôle important dans l'addition de capacité de production, tout comme la gestion de l'énergie.

### 4.5.1 Politiques et programmes de la province

Le gouvernement provincial s'est donné pour objectif de tirer le meilleur parti possible des possibilités de développement de l'énergie dans le contexte des changements climatiques en créant d'autres occasions de développement économique dans la province. En 2002, le gouvernement du Manitoba a créé le ministère de l'Énergie, de la Science et de la Technologie, qui a pour mandat de développer davantage la filière des nouvelles sources de production d'électricité et de mettre en œuvre le plan de Kyoto au Manitoba. Le plan prévoit que les émissions de GES pourraient être inférieures de 18 % en 2010 et de 23 % en 2012 à ce qu'elles étaient en 1990. Ces réductions sont plus élevées que l'objectif canadien de 6 % par rapport aux niveaux de 1990 et reposent entre autres sur l'obtention de crédits d'émissions pour les exportations d'énergie hydroélectrique et d'énergie renouvelable d'autres sources<sup>44</sup>.

44 David Suzuki Foundation, *All Over the Map, A Comparison of Provincial Climate Change Plans*, 2005, Manitoba, p. 2

---

La politique énergétique de la province mise sur les éléments suivants :

- L'exploitation des possibilités d'exportation. Le développement et la vente d'énergie propre sont vus comme un des principaux moteurs de développement économique du Manitoba. L'Initiative de transfert d'énergie propre (ITTEP) permet de transférer jusqu'à 3 000 MW d'électricité à l'Ontario pour lui permettre de mettre hors service ses centrales au charbon et de répondre à la demande croissante d'électricité.
- La mise en valeur des ressources éoliennes. Les riches ressources éoliennes du Manitoba, combinées avec la capacité de stockage et les caractéristiques de fonctionnement de son réseau hydroélectrique, plaident pour la mise en valeur de l'énergie éolienne. De toutes les technologies, c'est celle du vent qui a produit le plus d'intérêt et qui est la plus avancée en termes de mise en valeur.
- L'aménagement de petites centrales hydroélectriques. La plupart des projets de petites centrales sont envisagés à proximité des localités desservies par des génératrices diesel. Ces centrales pourraient appartenir aux Premières Nations en exclusivité ou conjointement avec Hydro-Manitoba.
- Thermopompes géothermiques. Les thermopompes installées au Manitoba représentent 30 % de l'ensemble du marché canadien. Hydro-Manitoba consent des prêts à faible taux d'intérêt pouvant aller jusqu'à 15 000 \$ pour l'achat d'une thermopompe géothermique. Le compte d'électricité peut être réduit de 400 \$ à 1 800 \$ annuellement, selon le type de système remplacé<sup>45</sup>.

#### **4.5.2 Stratégies visant les services publics et les consommateurs**

Hydro-Manitoba s'est donné comme stratégie d'être un chef de file dans la mise en oeuvre de programmes rentables d'économies d'énergie et d'énergies de remplacement<sup>46</sup>. Pour ce faire, la société fait la promotion de la GC à ses clients des secteurs résidentiel, commercial et industriel par l'intermédiaire de ses programmes *Éner Sages*; évalue les projets de mise en valeur économique des sources d'énergie de remplacement, notamment l'énergie éolienne, et favorise l'aménagement des projets rentables; promeut une structure tarifaire favorable à l'utilisation efficiente de l'énergie.

#### **4.5.3 Perspectives à court terme et à moyen terme**

Au nombre des priorités immédiates du Manitoba, il convient de noter le développement de la production d'énergie éolienne, la mise de l'avant des projets de centrales hydroélectriques de Wuskwatim, Keeyask et Conawapa, et la conclusion des négociations avec l'Ontario concernant l'ITTEP.

La mise en oeuvre de la politique du gouvernement provincial pour promouvoir les projets de mise en valeur de l'énergie éolienne d'une capacité de 1 000 MW (équivalant à 20 % de la capacité de production actuelle) au cours des dix prochaines années a été annoncée en novembre 2005 par une invitation de déclaration d'intérêt auprès des promoteurs. Le projet de 99 MW de St. Leon, premier projet d'exploitation d'énergie éolienne de la province, devrait être achevé d'ici au printemps 2006.

Autres possibilités de développement énergétique

- En décembre 2004, forte du succès remporté antérieurement, Hydro-Manitoba a annoncé

---

45 David Suzuki Foundation, *Smart Generation, Powering Ontario with Renewable Energy*, 2004, p. 77

46 Hydro-Manitoba, *The Corporate Strategic Plan 05/06*

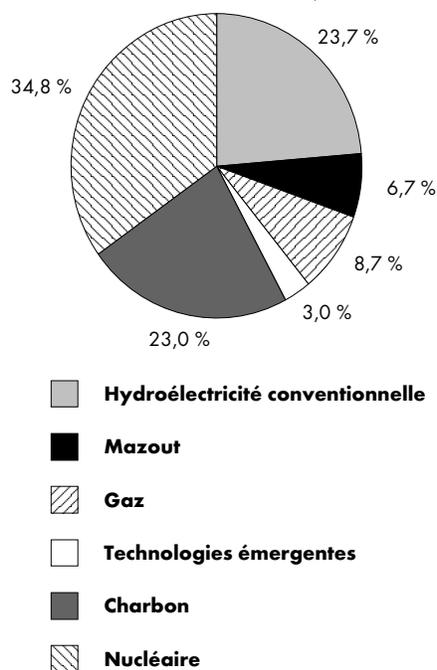
le doublement de son objectif de GC dans le cadre de son programme *Éner Sages* afin de réduire la demande de pointe de 640 MW et d'économiser 1 700 GWh d'énergie annuellement d'ici à 2018.

- On prévoit pour les prochaines années l'installation de thermopompes géothermiques dans un lotissement de Winnipeg comprenant quelque 15 000 foyers.
- Le nouveau bâtiment de Hydro-Manitoba utilisera les technologies solaires passives et d'autres particularités techniques de construction pour réduire ses besoins en électricité.
- Le Manitoba fait des progrès sur le front de l'hydrogène avec la mise en valeur d'un corridor d'hydrogène avec les États américains limitrophes du Midwest supérieur, sa coopération avec l'Islande en matière de technologies de l'hydrogène et l'aménagement d'un centre d'expertise en hydrogène à Pinawa, au Manitoba.

Le *Protocole de Kyoto* offre l'occasion à la province de faire la promotion de son vaste réseau d'énergie hydroélectrique comme source d'énergie renouvelable propre. La proposition de l'ITTEP supposerait la mise en place de nouvelles centrales hydroélectriques pour exporter jusqu'à 1 500 MW d'électricité additionnelle à l'Ontario entre 2014 et 2018. En octobre 2005, le Manitoba et l'Ontario ont annoncé leur intention de porter éventuellement la capacité de transfert à 3 000 MW dans les années 2020. D'autre part, l'actuelle interconnexion entre le Manitoba et l'Ontario doit être développée pour passer de 200 MW à 400 MW d'ici à 2009.

#### 4.6 Ontario

**FIGURE 4.6.1**  
**Capacité de production de l'Ontario selon la source en 2004 (32 930 MW)**



Source : Statistique Canada

L'Ontario dispose d'une capacité de production diversifiée (figure 4.6.1) et peut importer son électricité des provinces et des États voisins. Cela lui assure une plus grande fiabilité et lui permet de tirer profit des écarts de prix entre les marchés. En 2004, sa production se situait aux environs de 160 TWh et ses exportations nettes étaient d'environ zéro – les exportations et les importations s'équivalaient; en 2005, on estime que l'Ontario a été un exportateur net. La production d'énergie renouvelable, exception faite des grandes centrales hydroélectriques, représentait presque 1 000 MW de la capacité totale de 32 930 MW et provenait principalement de l'exploitation de la biomasse, des petites centrales hydroélectriques et, dans une faible mesure, d'éoliennes.

En raison des problèmes survenus dans quelques-uns de ses réacteurs nucléaires à la fin des années 1990, l'Ontario a accru sa production au charbon. Comme la production au charbon devrait être éliminée progressivement d'ici à 2009 et que les centrales nucléaires ne seront vraisemblablement pas toutes remises en service, la province aura de nouveaux besoins de production considérables dans un proche

avenir. Le gaz naturel, la modernisation de certaines centrales nucléaires, l'énergie renouvelable et la GC sont appelés à jouer un rôle pour faire face à cette demande.

#### 4.6.1 Politiques et programmes de la province

Le gouvernement ontarien a mené un certain nombre d'enquêtes concernant la restructuration de ses marchés d'électricité, qui ont abouti aux recommandations formulées début 2004 par le Groupe d'étude sur l'approvisionnement et la conservation en matière d'électricité. La nouvelle loi créant l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) et les enquêtes conduites par la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) au sujet de la GC et de la RD<sup>47</sup> ont préparé la voie à d'importantes occasions de production d'énergie renouvelable et de GC afin de répondre aux besoins futurs de l'Ontario<sup>48</sup>.

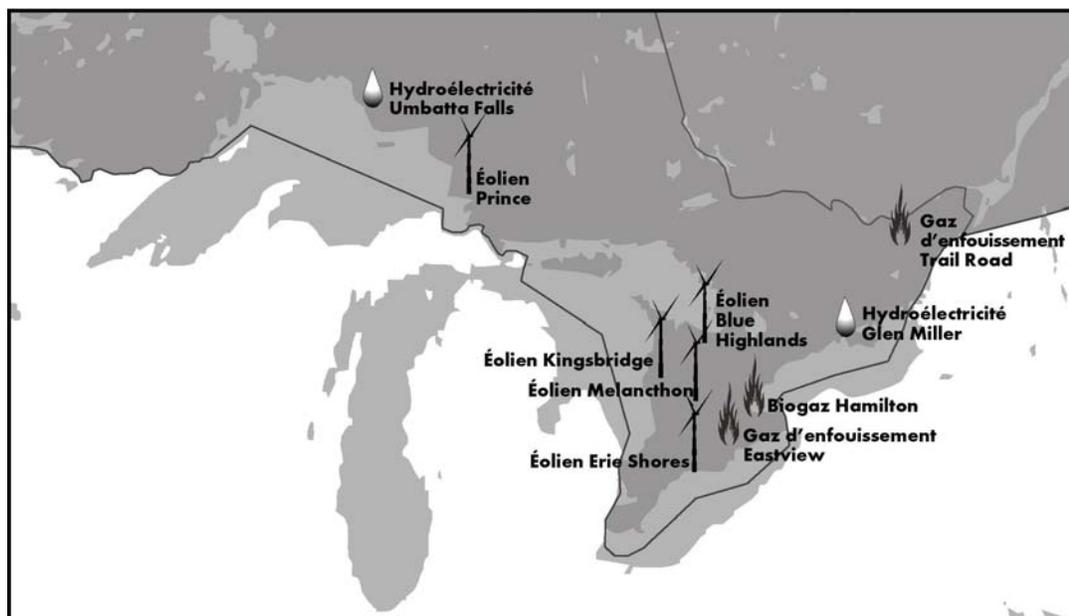
Lors de la dernière annonce d'importance sur la restructuration et d'autres questions connexes, le gouvernement a fixé un objectif de conservation de 5 % au-dessous des niveaux de demande d'électricité prévus pour 2007. De plus, 5 % de la production devrait provenir de sources d'énergie renouvelables et de la GC d'ici à 2007 (1 350 MW) et 10 % d'ici à 2010 (2 700 MW).

Les initiatives stratégiques visant à accroître l'utilisation d'énergies renouvelables pour produire de l'électricité ont largement été mises en œuvre à la suite des demandes de propositions. Suite à la première demande lancée en 2004, 395 MW ont été acceptés au début de 2005, dont 355 MW pour l'éolien, 10 MW pour la GC, 20 MW pour les petites centrales hydroélectriques et 10 MW pour la biomasse.

Une nouvelle DP a été présentée en 2005, cette fois pour 1 200 MW, répartis en tranches de 1 000 MW en avril et de 200 MW en juin, portant le total à 1 600 MW. On s'attend que les soumissions retenues porteront sur l'éolien, les petites centrales hydroélectriques et les gaz d'enfouissement<sup>49</sup>. Le processus est maintenant sous la direction de l'OEO.

FIGURE 4.6.2

#### Emplacements du projet « Renewables 1 »



Source : MEO, présentation dans le cadre de l'atelier fédéral/provincial/territorial sur l'énergie renouvelable, 3 mai 2005

47 La CEO a mené une enquête sur la GC et la RD de 2003 à 2005.

48 Pour plus de détails à ce sujet, voir les ÉMÉ de l'ONÉ suivantes : *Aperçu des cadres de gestion de la fiabilité du service d'électricité au Canada* (juin 2004) et *Perspectives du marché de l'électricité, 2005-2006* (juin 2005)

49 MEO, 1<sup>er</sup> novembre 2005 (conférence CERI)

---

Jusqu'ici, les demandes de propositions pour la production d'énergie renouvelable ont été dominées par l'éolien, mais on prévoit que d'autres sources d'énergie renouvelables et la GC joueront un rôle plus grand dans les prochaines demandes. Deux nouvelles initiatives ont été lancées : l'une consiste à fournir des contrats d'offre standard pour les projets de moins de 20 MW, et l'autre à ouvrir les terres publiques au développement. Les contrats d'offre standard sont établis à prix fixe et limitent la quantité d'énergie qui sera acceptée. Ils simplifient le processus de demande pour les petits acteurs et accordent des prix un peu plus élevés que ceux pratiqués dans les appels d'offres restreints.

Les programmes de GC devraient recevoir un coup d'accélérateur avec l'introduction en Ontario des compteurs intelligents. Il est prévu que 800 000 compteurs seront installés d'ici à 2007 et que tous les petits consommateurs posséderont un compteur intelligent avant la fin de 2011. Tous les clients dotés d'un compteur intelligent bénéficieront d'une tarification au compteur horaire à trois paliers à compter d'avril 2006<sup>50</sup>. Un grand nombre de gros clients des secteurs commercial et industriel peuvent déjà bénéficier d'une tarification au compteur horaire établie en fonction des prix du pool d'énergie, qui varient toute la journée.

Parmi les programmes liés à la demande, il y a un programme de RD, dirigé par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERÉ), pour gérer la consommation de pointe et assurer la fiabilité du réseau en permanence. Cela permet de réduire la consommation de 300 à 600 MW à court préavis.

#### **4.6.2 Stratégies visant les services publics et les consommateurs**

En plus de l'introduction de compteurs intelligents, il existe d'autres initiatives permettant de réduire la demande de production, tel le projet de refroidissement par eau du lac en profondeur piloté par Enwave à Toronto, qui remplace le conditionnement de l'air à l'électricité. La GC présente des possibilités exceptionnelles dans l'éclairage commercial et le conditionnement de l'air. Pour inciter les services publics à mettre en œuvre la GC, malgré les revenus moins élevés que cela entraîne, un mécanisme d'ajustement pour perte de revenus a été mis sur pied à l'exemple du mécanisme que la province a instauré dans son programme de GC du gaz naturel.

Tout récemment, la province a annoncé son intention d'adopter un règlement pour instaurer la facturation nette, qui permettra aux clients producteurs d'électricité de vendre leurs surplus au réseau. Cette mesure avantage les clients ayant des sources de production d'énergie renouvelable comme l'éolien et le solaire, et les clients en milieu rural qui peuvent produire de l'électricité à partir des déchets ligneux et agricoles. La facturation nette est limitée aux génératrices de 500 kW et moins – la plupart des sites d'enfouissement et des incinérateurs seraient trop gros pour utiliser la facturation nette. Une proposition, axée sur une approche régionale, est en voie de préparation pour la SIERÉ afin de promouvoir et mettre en valeur les biocarburants pour la production d'électricité dans l'est de la province. Bien qu'il existe de nombreuses applications réalisables comme celle-là, on s'attend qu'il ne sera pas facile de réglementer ce nouveau client consommateur ou producteur (en ce qui concerne par exemple les responsabilités liées aux raccordements au réseau de distribution et au réseau interconnecté).

---

50 D'après les premières indications, il y aurait un tarif de 3 cents/kWh durant les heures creuses (en fin de soirée et la nuit), un tarif de 9 cents/kWh durant les heures de pointe (le matin et en fin d'après-midi/début de soirée) et un tarif de 6 cents/kWh durant les heures intermédiaires. Les tarifs actuels pour les petits consommateurs sont de 5 cents/kWh jusqu'à concurrence de 1 000 kWh/mois et de 5,8 cents/kWh au-delà de 1 000 kWh. Le seuil des 1 000 kWh tombera à 600 kWh du 1<sup>er</sup> avril au 31 octobre 2006.

### 4.6.3 Perspectives à court terme et à moyen terme

L'Ontario fera face à un défi de taille dans les prochaines années avec l'élimination progressive de sa production au charbon; elle devra également prendre des décisions lourdes de conséquences à propos de son programme nucléaire. En plus des initiatives annoncées et envisagées relativement à la GC et à la production tirée de sources d'énergie renouvelables, la CEO s'attend à ce qu'il faille intensifier la production au gaz naturel (figure 4.6.3). À brève échéance, il semble que ni l'intermittence ni l'intégration de l'énergie renouvelable dans le réseau ne soient un facteur contraignant; on se demande plutôt avec inquiétude s'il est possible d'autoriser et construire des installations dans un délai aussi court.

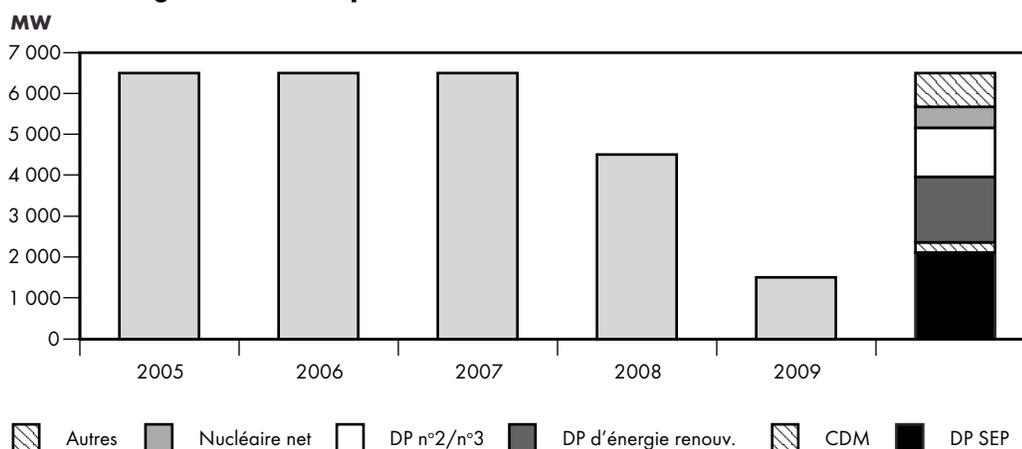
À long terme, le succès des technologies émergentes dépendra de leur compétitivité ou des mesures d'encouragement du gouvernement, de l'effet du syndrome « Pas dans ma cour » aux nouveaux sites et de l'avenir de l'énergie nucléaire. D'après les prévisions de la SIERÉ, après la prise en compte de la GC et de l'énergie renouvelable, la province pourrait bien avoir besoin de quelque 8 000 MW de nouvelle production d'ici à 2015 (au vu de l'actuel calendrier de réduction progressive des centrales nucléaires). Il semble maintenant que les transferts de puissance à partir du Manitoba et du Labrador, en passant par le Québec, répondront à une partie de ces besoins<sup>51</sup>. Même une part modeste du gâteau signifierait une occasion exceptionnelle pour les énergies renouvelables.

La GC devrait jouer un rôle important dans l'avenir de l'Ontario. La CEO y accordera priorité par l'entremise de son Office de la conservation de l'énergie, par des programmes et des initiatives et par la promotion d'une culture de conservation. D'autre part, le rôle du charbon épuré, en particulier de la GICC, est incertain. Bien que la province n'ait pas entièrement exclu la GICC (avec l'emprisonnement du CO<sub>2</sub>), celle-ci ne semble pas faire partie de ses plans à brève échéance.

En décembre 2005, la CEO a publié son avis au gouvernement concernant le mélange des sources d'énergie dans la production d'électricité jusqu'en 2025<sup>52</sup>. Dans son avis, la CEO propose diverses stratégies pour répondre aux besoins de l'Ontario en production d'électricité, notamment la maximisation de la conservation et [TRADUCTION] « un parti pris pour les énergies renouvelables

FIGURE 4.6.3

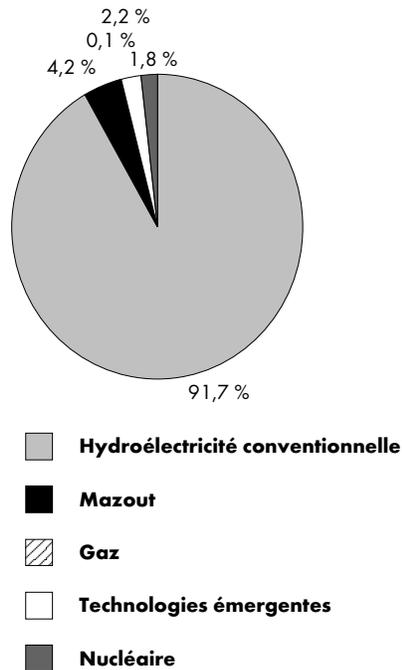
#### Élimination graduelle de la production au charbon en Ontario



Sources : SIERÉ, ONÉ

51 MEO, 1<sup>er</sup> novembre 2005

52 Office de l'électricité de l'Ontario, *Supply Mix Advice Report*, 9 décembre 2005, p. 8. Dans son rapport, l'OEO emploie l'acronyme CDM, pour désigner la conservation et les autres formes de gestion de la demande.

**FIGURE 4.7.1****Capacité de production du Québec selon la source en 2004 (37 769 MW)**

Source : Statistique Canada

renouvelable et la mise en œuvre du *Protocole de Kyoto*, car il est généralement accepté que l'énergie hydroélectrique produit peu, voire pas, d'émissions de GES.

#### 4.7.1 Politiques et programmes de la province

L'hydroélectricité joue depuis longtemps un rôle central dans la promotion du progrès social et économique de la province. Depuis la construction des gros chantiers hydroélectriques dans la région de la baie James dans les années 1970 jusqu'à l'aménagement des parcs d'éoliennes ces dernières années, les politiques sociales et économiques du Québec ont sans cesse misé sur l'électricité comme outil de développement économique industriel et régional. En développant les nouvelles technologies, Québec y voit l'occasion de renforcer son assise manufacturière, en particulier dans le secteur éolien. La province entend capitaliser sur la synergie naturelle qui existe entre les grosses centrales hydroélectriques et les systèmes d'énergie éolienne pour résoudre le problème de l'intermittence de la production éolienne.

Le gouvernement provincial a ordonné à Hydro-Québec Distribution (HQD) d'inclure 3 000 MW de capacité d'énergie éolienne dans son portefeuille d'offre avant la fin de 2013. Cette commande représente environ 8 % de la capacité actuelle de production du Québec. L'approche privilégiée par Québec à l'égard des technologies émergentes s'insère dans la dynamique du développement économique local et régional. Les efforts pour soutenir les économies régionales trouvent leur écho dans les critères d'évaluation de HQD, qui font la part belle au contenu régional des projets d'énergie éolienne, lequel peut être mesuré notamment à l'aune des investissements et de la création d'emplois.

en dépit des contraintes existantes, tout en envisageant des moyens d'amenuiser ces contraintes ». L'avis propose notamment les éléments clés suivants : adopter une stratégie pour le gaz naturel, envisager le développement du nucléaire et importer de l'hydroélectricité d'autres provinces.

### 4.7 Québec

La capacité de production du Québec est largement dominée par l'hydroélectricité; la production à l'énergie nucléaire, au gaz et au mazout y compte pour une bien moindre part (figure 4.7.1). La capacité en place des nouvelles technologies, qui s'élève à 850 MW, est tirée de l'éolien, des petites centrales hydroélectriques et de la biomasse.

Grâce à des ressources hydroélectriques considérables, les consommateurs et les industries du Québec profitent de tarifs d'électricité parmi les plus bas au monde. Voilà pourquoi la province a attiré de grosses industries énergivores, dans les secteurs de l'électrochimie et de l'électrometallurgie notamment.

Ses ressources hydroélectriques assurent au Québec un avantage naturel en ce qui concerne les objectifs d'énergie

**Parc éolien Le Nordais, près de Matane dans la région gaspésienne (Québec)**

Québec a publié récemment un document de consultation renfermant les objectifs et les options préliminaires de sa politique. L'opinion des citoyens sera incorporée dans le document final de la politique attendu pour 2006. Le gouvernement compte poursuivre un certain nombre d'initiatives dans le contexte du développement durable de l'énergie, en continuant notamment de miser sur l'énergie hydroélectrique, de promouvoir l'énergie éolienne et de viser à une plus grande efficacité énergétique.

Québec a en outre commandé un inventaire complet du potentiel éolien afin de répertorier les sites commercialement viables et d'évaluer les possibilités de raccorder les parcs d'éoliennes au réseau de HQD. D'après l'inventaire, le réseau de HQD pourrait intégrer 4 000 MW d'ici à 2015 sans nuire au bon fonctionnement du réseau. Cet inventaire permettra au gouvernement de prendre des décisions concernant l'exploitation de la ressource et de fournir l'information nécessaire aux promoteurs intéressés à réaliser des projets dans la province.

En 2001, Québec a instauré un programme en vue d'aménager des petites centrales hydroélectriques pour une capacité de 450 MW au moyen de 36 centrales au fil de l'eau envisagées. Le programme a provoqué une vive opposition de la part de la population en raison de préoccupations environnementales. C'est pourquoi seuls trois projets ont été réalisés. La Régie de l'énergie a recommandé l'installation de petites centrales hydroélectriques d'une capacité de 150 MW. Les principales responsabilités dévolues à la Régie en matière de technologies émergentes de production d'énergie sont les suivantes :

- donner des conseils d'expert au gouvernement sur le potentiel de développement des technologies émergentes de production d'énergie au Québec;
- approuver les plans d'approvisionnement de HQD, ainsi que les contrats d'approvisionnement à long terme entre HQD et les promoteurs de projet;
- surveiller le processus de DP et approuver les critères d'évaluation des projets proposés par HQD.

**4.7.2 Stratégies visant les services publics et les consommateurs**

En avril 2003, HQD a lancé une DP pour un total de 1 000 MW de capacité d'énergie éolienne; les intéressés ont soumissionné pour plus de 4 000 MW. Huit projets (totalisant 990 MW) ont été adoptés; ils seront réalisés dans la péninsule gaspésienne entre 2006 et 2012. Cartier Wind Energy, une société constituée en partenariat par TransCanada Corporation et Innergex, réalisera six projets, pour un total de 740 MW. Northland Power réalisera deux projets, pour un total de 250 MW. GE Energy a été retenue comme principal fournisseur de turbines. En octobre 2005, HQD a lancé une

deuxième DP pour un total de 2 000 MW de capacité d'énergie éolienne à réaliser entre décembre 2009 et décembre 2013. La plupart des projets seront vraisemblablement admissibles au programme fédéral d'encouragements à la production d'énergie éolienne (EPÉE).

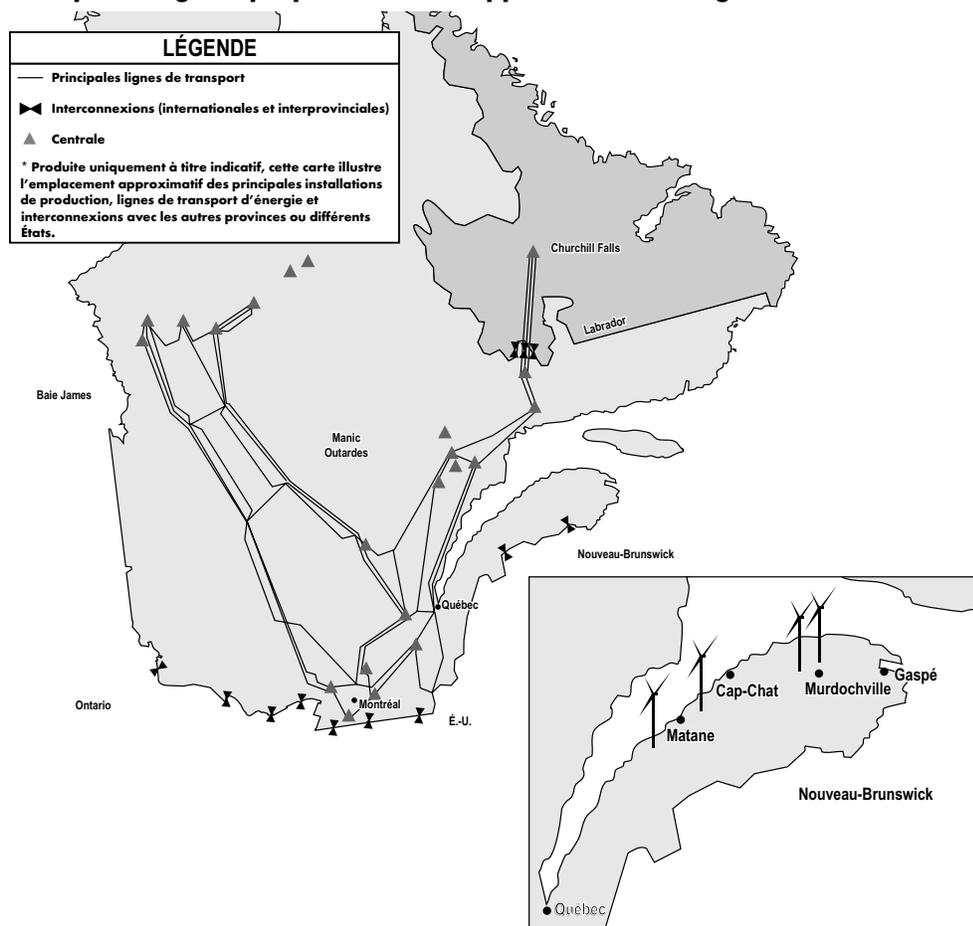
La croissance de l'énergie éolienne a créé une masse critique pour les activités de fabrication au Québec. Marmen Inc., une entreprise québécoise spécialisée dans l'usinage de haute précision, la fabrication et l'ajustage de pièces mécaniques, a passé un marché pour la construction de deux usines de fabrication d'éoliennes à Matane. Les usines, qui sont censées entrer en service cet automne, serviront à fabriquer les pylônes et à monter les nacelles (l'enveloppe de protection d'une éolienne à hélice). D'autre part, un fabricant de pales du Danemark est en train de construire une usine à Gaspé pour approvisionner GE Energy en pales de rotor pour le marché de la province et les marchés d'exportation. L'usine entrera en service au printemps 2006.

HQD a lancé une DP en avril 2003 pour une capacité d'énergie de la biomasse de 100 MW. Les propositions reçues représentaient une capacité de 89 MW, mais seuls deux projets, pour un total de 40 MW, ont été approuvés (Kruger, avec 19 MW, et Bowater avec 21 MW).

Bien que le Québec ne possède pas de potentiel sur le plan de la production d'électricité de source géothermale, la province compte tout de même la Corporation des entreprises de traitement de l'air et du froid, association de l'industrie ayant pour mission de promouvoir, entre autres objectifs, l'intégration de l'énergie géothermique d'usage direct pour le chauffage des bâtiments.

FIGURE 4.7.3

### Principales régions propices au développement de l'énergie éolienne au Québec



### 4.7.3 Perspectives à court terme et à moyen terme

Par ses initiatives en matière d'énergie éolienne, le Québec a mis en place une structure lui permettant de développer une capacité de plus de 3 000 MW au cours des huit prochaines années, faisant potentiellement du Québec un acteur dominant en matière d'énergie éolienne au Canada. Comme le Québec entend promouvoir l'énergie éolienne comme complément à ses installations hydroélectriques et compte tenu de son potentiel éolien considérable, cette technologie devrait connaître la plus forte croissance de toutes les technologies émergentes entre 2006 et 2013. D'après l'état actuel des recherches, les régions les plus prometteuses sont la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine, la Basse-Côte-Nord, le Bas-Saint-Laurent et le Nord-du-Québec.

À en juger par la réponse à la DP d'énergie à la biomasse pour une capacité de 100 MW, le potentiel du Québec en matière de production d'électricité à la biomasse semble être limité, à moins que les progrès technologiques n'améliorent de beaucoup la rentabilité de ces projets. En ce qui concerne les petites centrales hydroélectriques, on en a estimé le potentiel à environ 900 MW, mais l'opposition des citoyens a été un obstacle majeur à leur développement. L'Association québécoise des producteurs d'énergie renouvelable a répertorié un total de 53 sites pour des petites centrales hydroélectriques, qui pourraient fournir une capacité de 862 MW au coût de 80 \$ par MWh ou moins. L'aménagement des petites centrales hydroélectriques pourrait s'accélérer si la population était moins réticente.

## 4.8 Nouveau-Brunswick

Le Nouveau-Brunswick est le premier marché d'électricité du Canada atlantique, comptant pour environ 40 % de la demande dans la région. Il a un portefeuille de production diversifié, composé notamment d'énergie nucléaire, de combustibles fossiles et d'hydroélectricité. En 2004, la capacité de production du Nouveau-Brunswick totalisait 4 433 MW (figure 4.8.1). La production d'énergie renouvelable est en majeure partie constituée de centrales hydroélectriques classiques, de petites centrales et d'installations à la biomasse. Le premier parc d'éoliennes de la province, d'une capacité de 20 MW sur l'île Grand Manan, est en cours de construction et devrait entrer en service au début de 2006.

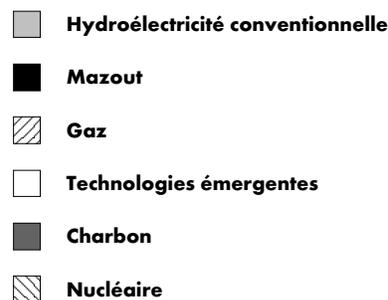
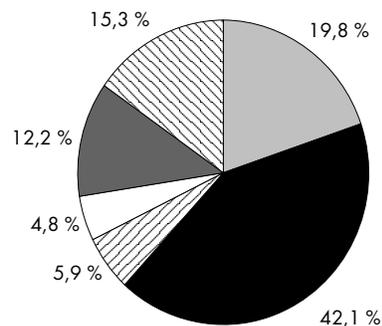
Le gouvernement de la province a annoncé en juillet 2005 son intention de moderniser sa centrale nucléaire de pointe Lepreau, d'une capacité de 635 MW. Cette initiative aura d'importantes répercussions sur le marché de l'électricité du Nouveau-Brunswick sur le plan des tarifs, car cette centrale fournit 25 % de la demande d'électricité de la province.

### 4.8.1 Politiques et programmes de la province

Le Nouveau-Brunswick a annoncé son intention de mettre en œuvre, dès 2007, une réglementation NPER qui exigera que 10 % de la nouvelle offre d'électricité provienne de sources renouvelables et ce, avant 2016. Cela porterait la capacité totale d'électricité de sources renouvelables, y compris l'hydroélectricité conventionnelle, à 33 %.

FIGURE 4.8.1

#### Capacité de production du Nouveau-Brunswick selon la source en 2004 (4 433 MW)



Source : Statistique Canada

En septembre 2004, le ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick a publié un livre blanc intitulé *Livre blanc sur la Politique énergétique du Nouveau-Brunswick*. Le document expose les objectifs et les principaux éléments d'un programme de GC et exprime l'intention d'établir une agence d'efficacité énergétique. En octobre 2005, le gouvernement provincial a annoncé la création de l'Agence d'efficacité et de conservation énergétiques. L'agence se penche sur diverses initiatives, dont la mise en œuvre des programmes de prêts et de remises pour les mesures d'efficacité et un partenariat avec le programme fédéral ÉnerGuide en vue d'effectuer des audits dans les foyers<sup>53</sup>. Le programme d'efficacité énergétique met actuellement l'accent sur l'ensemble de la consommation d'énergie; le gouvernement entend toutefois créer ultérieurement un programme à part propre à l'électricité et à la GC. Le Nouveau-Brunswick dispose déjà d'une Initiative visant les bâtiments provinciaux qui oblige tous les propriétaires de logements subventionnés à respecter des normes d'efficacité bien définies.

#### **4.8.2 Stratégies visant les services publics et les consommateurs**

Dans le cadre de la stratégie que le gouvernement provincial s'est donnée pour atteindre son objectif de NPER, Énergie NB a lancé une demande d'expression d'intérêt à l'intention des promoteurs pour développer et

#### ***Coopération au sein de la région atlantique***

En juillet 2005, les ministres de l'Énergie des provinces de l'Atlantique ont promis d'étudier la possibilité d'établir une structure permettant d'accroître leur coopération en matière d'efficacité énergétique et de mise en valeur des énergies renouvelables, d'examiner des stratégies pour maximiser le développement des technologies émergentes et de maintenir les coûts le plus bas possible. Parmi les stratégies envisagées, il y a : une NPER ou un programme de GC harmonisés, un plus grand nombre d'interconnexions de transport entre les provinces, un flux accru d'exportations et d'importations afin de créer une synergie entre les provinces, un exploitant de réseau unique pour l'ensemble de la région et une planification régionale de la production.

Il y a place pour une plus grande intégration régionale des opérations dans les provinces Maritimes, particulièrement au regard du développement de la production éolienne. Une des façons d'intégrer ces marchés serait de créer un consortium d'énergie verte pour les Maritimes en matière d'énergie éolienne. L'objectif serait d'optimiser l'exploitation du potentiel éolien de la région par des ententes d'interconnexion et des conventions d'achat et de vente d'énergie<sup>54</sup>. Le concept est appuyé par une étude effectuée récemment par l'ERNB, qui a conclu que la variabilité de la charge était moindre lorsque les éoliennes étaient réparties sur plusieurs sites<sup>55</sup>. L'annonce récemment de la construction d'un autre câble sous-marin de transport reliant l'Île-du-Prince-Édouard au Nouveau-Brunswick est un autre exemple de coopération régionale pour le développement des énergies renouvelables.

L'intégration régionale se développe également par les soins du Council of New England Governors/Eastern Canadian Premiers (NEG/ECP). Quatre premiers ministres des provinces de l'Est<sup>56</sup> et les gouverneurs des États de la Nouvelle-Angleterre<sup>57</sup> ont mis au point un Plan d'action sur les changements climatiques, qui établit les objectifs régionaux suivants :

- réduction des émissions de la région aux niveaux des émissions de 1990 d'ici à 2010;
- réduction de 25 % des émissions provenant des édifices, véhicules et équipements publics d'ici à 2010;
- réduction de 20 % des émissions d'électricité d'ici à 2025;
- accroissement des économies d'énergie de 20 % d'ici à 2025 au moyen de programmes d'économie d'énergie.

Chaque province ou État doit élaborer un plan d'action et un inventaire de ses émissions de GES.

53 Ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick, communiqué du 13 octobre 2005; voir le site : <http://www.gnb.ca/cnb/newsf/ene/2005f1349en.htm>

54 Gagnon et Brothers, *Presentation at the 2005 CanWEA Conference*, octobre 2005

55 New Brunswick System Operator for the Atlantic Electricity Work Group, août 2005

56 Terre-Neuve, Nouvelle-Écosse, Île-du-Prince-Édouard et Nouveau-Brunswick

57 Rhode Island, Connecticut, Maine, Massachusetts, New Hampshire, Vermont

exploiter jusqu'à 400 MW d'énergie éolienne qui serait achetée par Énergie NB. Énergie NB prévoit faire connaître le ou les promoteurs retenus au printemps 2006. Cinq régions sont proposées pour la filière éolienne : la Baie de Fundy, Tantramar, la baie de Miramichi, Acadie-Chaleurs et l'intérieur des terres. L'objectif est d'assurer une plus grande efficacité énergétique et de diversifier l'offre.

Sur le plan de la GC, le Nouveau-Brunswick a des clients du service non garanti capables de quitter le réseau d'électricité lorsque celui-ci est fortement sollicité. L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (ERNB) a également présenté une proposition de soumissions pour de la GC au Comité consultatif du marché du Nouveau-Brunswick afin d'obtenir ses commentaires.

### 4.8.3 Perspectives à court terme et à moyen terme

Le développement d'une capacité de production d'énergie renouvelable au Nouveau-Brunswick exigera l'engagement du gouvernement et de l'industrie, étant donné les prévisions relatives à une offre de production adéquate et les prix relativement bas et stables de l'électricité. Énergie NB prévoit un surplus de capacité de production à moyen terme, particulièrement après la remise à neuf de la centrale nucléaire de pointe Lepreau, qui réduira les besoins de la province en termes de nouvelle production. Cela étant dit, le désir de diversifier l'offre, d'accroître le développement économique de la province et de prendre en compte les préoccupations environnementales pourrait stimuler la mise en valeur des sources de production d'énergie renouvelable.

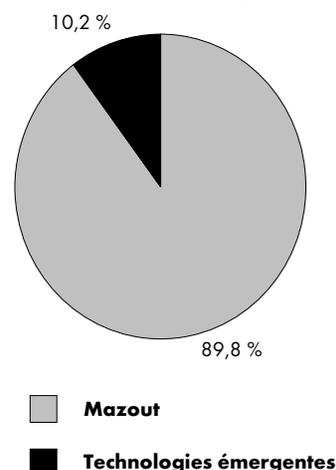
À court terme, la production d'énergie éolienne démarrera avec la demande d'expression d'intérêt d'Énergie NB pour une capacité de 400 MW. Les projets acceptés pourraient être réalisés assez rapidement de sorte qu'ils soient mis en service avant la remise à neuf de la centrale de pointe Lepreau prévue pour 2008. Le besoin d'une offre de rechange pendant les travaux à la centrale nucléaire est réel. Le prix élevé du pétrole contribuera à rendre intéressantes les énergies renouvelables qui feront concurrence à court terme à l'énergie produite au mazout. La biomasse présente un certain potentiel, notamment la production à l'aide de déchets de bois. En effet, un nouveau projet de cogénération à la biomasse a été proposé par Irving Oil à Saint John. Les petites centrales hydroélectriques présentent elles aussi un certain potentiel, tout comme la valorisation des gaz d'enfouissement. On ne sait pas encore si ces sources de production feraient l'objet d'une DP. À long terme, la province pourrait inclure dans son portefeuille énergétique la production d'énergie marémotrice et solaire.

## 4.9 Île-du-Prince-Édouard

L'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.) dépend actuellement des transferts d'électricité du Nouveau-Brunswick pour répondre à 94 % de ses besoins en électricité. La capacité de production de l'Île repose en majeure partie sur des installations alimentées au mazout (figure 4.9.1) et le reste essentiellement sur l'éolien. La Maritime Electric Company Limited (Maritime Electric) exploite deux centrales de production qui, ensemble, ont une capacité combinée de 104 MW : la centrale au diesel de Borden (40 MW) et la centrale au mazout de Charlottetown (64 MW). Toutes deux fonctionnent en mode d'attente et généralement elles ne sont opérationnelles qu'en cas d'interruption des importations d'électricité.

FIGURE 4.9.1

Capacité de production de l'Île-du-Prince-Édouard selon la source en 2004 (121 MW)



Source : Statistique Canada

---

En raison de la nouvelle capacité de production éolienne (aux sites Aeolous, de 3 MW, et North Cape, de 10,6 MW, par exemple), la production de l'Î.-P.-É. s'est accrue. Le vent contribue actuellement pour environ 5 %<sup>58</sup> de la production d'électricité de l'Î.-P.-É. Ce chiffre devrait passer à 15 % à la fin de 2007.

#### **4.9.1 Politiques et programmes de la province**

En juin 2004, l'Î.-P.-É. a dévoilé sa stratégie dans un document intitulé *Energy Framework and Renewable Energy Strategy*<sup>59</sup>. Le gouvernement provincial s'est alors engagé à l'égard d'une NPER d'au moins 15 % d'ici à 2010, objectif qui sera atteint avec l'addition d'une capacité de production éolienne de 40 MW. Il s'est cependant engagé depuis à travailler de concert avec des promoteurs du secteur privé pour fournir une capacité de production éolienne d'au moins 200 MW d'ici à 2010, soit 160 MW de plus que les 40 MW pour lesquels il s'était antérieurement engagé.

En novembre 2005, le gouvernement provincial, le gouvernement fédéral et Maritime Electric annonçaient qu'un troisième câble sous-marin de transport serait construit entre l'Î.-P.-É. et le Nouveau-Brunswick pour soutenir les 200 MW de capacité de production éolienne en développement dans l'Île. Si ce projet se réalisait, la nouvelle production éolienne fournirait 100 % des besoins en électricité de l'île et permettrait à la province d'exporter ses surplus de production d'énergie éolienne ou d'importer moins d'électricité du Nouveau-Brunswick.

L'Île-du-Prince-Édouard prévoit atteindre ses objectifs de production d'énergie renouvelable au moyen d'initiatives précises. Le développement à grande échelle de la production éolienne par la P.E.I. Energy Corporation<sup>60</sup> et des entreprises privées se poursuivra, même si ce développement sera limité à certaines régions désignées. En ce qui concerne les projets de moindre envergure, la facturation nette sera disponible (pour les systèmes d'énergie renouvelable d'au plus 100 kW), en plus des exemptions fiscales et des prêts à faible taux d'intérêt. Les tarifs d'auto-alimentation garantis seront disponibles pour les réseaux communautaires, les coopératives de production éolienne et les gros réseaux à un tarif de 7,75 cents/kWh.

#### **4.9.2 Stratégies visant les services publics et les consommateurs**

Parallèlement aux engagements du gouvernement provincial à l'égard de la NPER, P.E.I. Energy Corporation mettra en place un parc d'éoliennes de 30 MW à la pointe orientale de la province. La construction devrait normalement commencer au printemps 2006 et la mise en service est prévue pour l'automne 2006.

La stratégie de production d'énergies renouvelables prévoit que Maritime Electric doit déposer un plan de GC afin de promouvoir l'utilisation efficace de l'énergie et réduire la demande d'ici à 2010.

---

58 Consultation de P.E.I. Energy Corporation, octobre 2005

59 Ministère de l'Environnement et de l'Énergie de l'Île-du-Prince-Édouard, *Prince Edward Island Energy Framework and Renewable Energy Strategy*, juin 2004

60 La P.E.I. Energy Corporation est une société d'État chargée de promouvoir le développement de systèmes énergétiques ainsi que la production, le transport et la distribution d'énergie dans l'Île-du-Prince-Édouard.

---

### 4.9.3 Perspectives à court terme et à moyen terme

La stratégie de production d'énergies renouvelables de l'Île-du-Prince-Édouard vise à créer une solution énergétique « Made in P.E.I. »<sup>61</sup>. Le principal objectif et la principale motivation de cette stratégie sont de réduire la dépendance de la province à l'égard des combustibles fossiles et des importations, et de faire face aux préoccupations environnementales, tels les changements climatiques. La production d'énergie éolienne peut également susciter des occasions de développement économique et d'exportation.

Le réseau de transport dans l'Île est un obstacle potentiel au développement de la production d'énergie renouvelable. Des investissements de 30 millions de dollars sont nécessaires pour optimiser le potentiel d'énergie renouvelable de la province. La construction d'un troisième câble reliant l'Î.-P.-É. au Nouveau-Brunswick permettra à la province d'atteindre son objectif d'ajouter 200 MW de capacité d'énergie éolienne d'ici à 2010. En raison de l'intermittence de la production éolienne et en l'absence de production d'appoint de la province, une partie des 200 MW serait exportée.

La stratégie de l'Île-du-Prince-Édouard en matière d'énergie renouvelable portera principalement sur le développement de la production éolienne. Les évaluations ont montré que la province possède un potentiel éolien important à mettre en valeur<sup>62</sup>. Les coûts de l'offre de production éolienne dans l'Île devraient se situer autour de 7 cents/kW.h et de 1 750 \$/kW en place<sup>63</sup>. La province a également un potentiel de développement de la biomasse (granulats de bois, déchets ligneux et sciures) et de biocarburants à partir de sous-produits agricoles et de déchets des localités agricoles, même si ces technologies ne sont pas aussi concurrentielles que l'énergie éolienne sur le plan des coûts<sup>64</sup>.

À plus long terme, P.E.I. Energy Corporation et Hydrogenics dirigeront un consortium composé de représentants de l'industrie et du gouvernement en vue de mettre au point le premier village-pilote au Canada fonctionnant à l'énergie éolienne et à l'hydrogène. Les principaux sites seront dans la région de North Cape, où se trouvent le Terrain d'essais éoliens de l'Atlantique et le site d'un futur parc d'éoliennes d'une capacité de 10,6 MW. Les éoliennes serviront à répondre aux besoins en électricité et à alimenter l'équipement d'électrolyse, qui extrait l'hydrogène de l'eau. L'hydrogène sera ensuite utilisé pour alimenter un moteur à combustion interne à l'hydrogène qui fournira de l'électricité et du carburant de transport. La mise en œuvre de ce projet est prévue dans le courant de l'année prochaine.

### 4.10 Nouvelle-Écosse

La Nouvelle-Écosse tire son électricité de diverses sources (figure 4.10.1). En décembre 2003, la province dégageait une capacité totale de production de 2 413 MW. Les centrales au charbon comptent pour près de la moitié de la capacité totale et pour 70 % de la production.

À l'heure actuelle, les énergies renouvelables représentent environ 9 % de la production d'électricité de la Nouvelle-Écosse; elles comprennent les petites centrales hydroélectriques, la biomasse, l'énergie marémotrice et l'énergie éolienne<sup>65</sup>. La Nouvelle-Écosse possède une capacité en place d'énergie éolienne de 35 MW, qui comprend le parc de 30,6 MW d'Atlantic Wind Power Corp. situé à

---

61 Ministre Jamie Ballem (Environnement, Énergie et Forêts), communiqué, 23 novembre 2004

62 Brothers, Gasset, Gagnon, Poitras et MacQuarrie. *Wind Resource Assessment of Prince Edward Island*, présentation à la Conférence 2005 de l'ACEÉ, octobre 2005, Étude menée par l'Université de Moncton

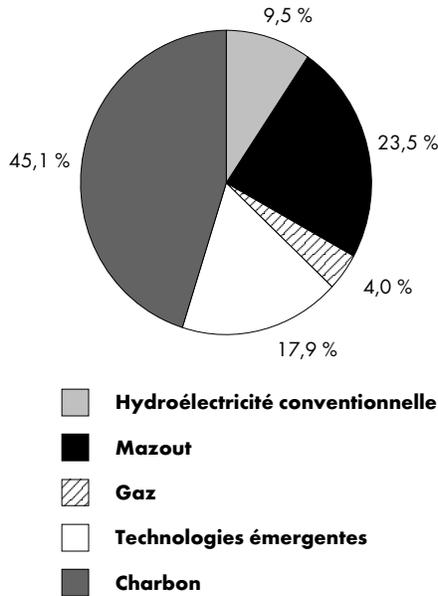
63 Consultation de P.E.I. Energy Corporation, octobre 2005

64 P.E.I. Energy Corporation, *Prince Edward Island Renewable Energy Strategy Public Discussion Document*, juin 2003

65 Ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse : <http://www.gov.ns.ca/energy/AbsPage.aspx?id=1344&siteid=1&lang=1>

FIGURE 4.10.1

**Capacité de production de la Nouvelle-Écosse selon la source en 2004 (2 413 MW)**



Source : Statistique Canada

Pubnico Point. La province dispose également d'une centrale alimentée à la biomasse de 25 MW à Brooklyn, à proximité d'une usine de pâtes et papiers, et d'une des rares centrales d'énergie marémotrice au monde, celle de 20 MW à Annapolis Royal (figure 4.10.2).

La stratégie adoptée par Nova Scotia Power Inc.<sup>66</sup> pour développer sa production repose notamment sur la modernisation des centrales existantes et sur la mise en valeur de ses sources de production renouvelables. Deux turbines à combustion au gaz naturel de 47 MW ont été ajoutées à la centrale de Tufts Cove. Trois des turbines déjà existantes de Tufts Cove sont équipées pour produire de l'électricité en utilisant le gaz naturel ou le mazout comme combustible. Comme les prix du gaz naturel sont élevés, le mazout est utilisé plus souvent depuis deux ans.

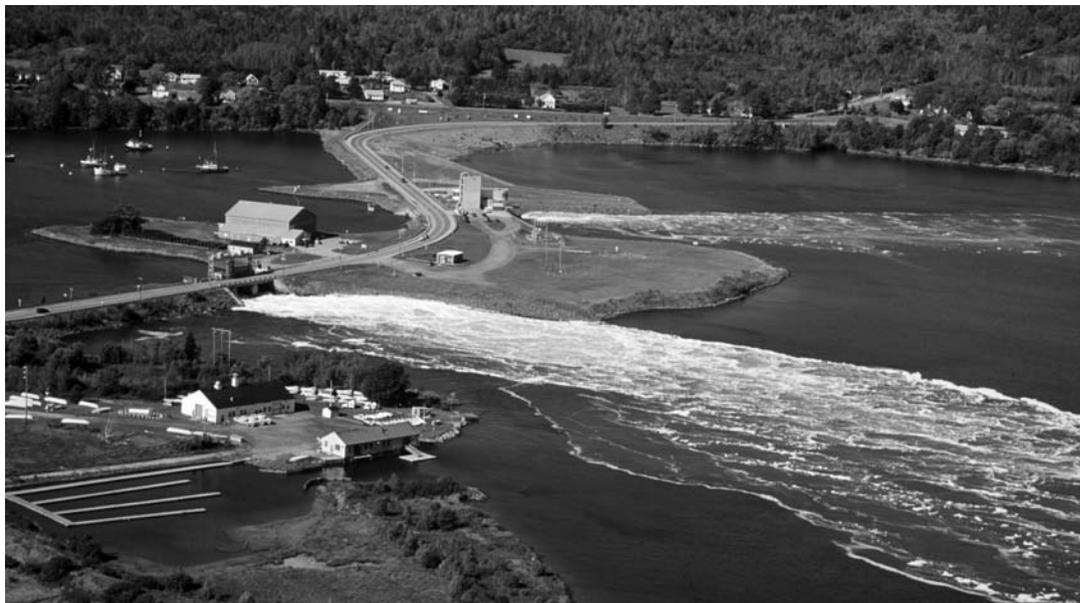
**4.10.1 Politiques et programmes de la province**

En octobre 2005, le gouvernement provincial a publié *Smart Choices for Cleaner Energy...the Green Energy Framework*, un document qui dresse le portrait de la production d'énergie renouvelable en Nouvelle-Écosse sur

un horizon de quinze ans. Le plan mise davantage sur l'efficacité énergétique et sur la mise au point de technologies de production moins polluantes. Il prévoit notamment :

FIGURE 4.10.2

**Centrale marémotrice d'Annapolis Royal**



Source : Nova Scotia Power Inc.

66 Nova Scotia Power Inc. est le principal fournisseur d'énergie de la Nouvelle-Écosse.

- une production supplémentaire de 280 MW d'énergie éolienne, en plus des 100 MW déjà prévus dans la province d'ici à 2007;
- un potentiel de 20 MW issus de la cogénération à la biomasse dans le secteur des produits forestiers au nord de la Nouvelle-Écosse;
- une production supplémentaire de 50 MW issue de la récupération de la chaleur des turbines à gaz;
- la mise à niveau du transport d'énergie éolienne;
- un projet pilote de mise en valeur du mouvement de la marée (en fonction des résultats d'une étude actuellement en cours);
- le soutien de la R et D sur le captage et le stockage du carbone<sup>67</sup>.

Plusieurs de ces initiatives iront dans la direction de la NPER prévue par le gouvernement provincial, qui est d'atteindre 5 % de sa production d'électricité nouvelle (après 2001) à partir de sources d'énergie renouvelables d'ici à 2010.

Le plan de la Nouvelle-Écosse incite également à une plus grande conservation de l'énergie de la part des citoyens et du gouvernement par l'entremise de son *Smart Energy Choices Program*. Les mesures liées à la GC et à la RD, comme le tarif ELIIR (Extra Large Industrial Interruptible Rate), ont permis de réduire la croissance de la demande au cours des dernières années et la Nouvelle-Écosse s'est donné pour objectif d'économiser une autre tranche de 67 MW au moyen de la GC et de la RD d'ici à 2010.

#### **4.10.2 Stratégies visant les services publics et les consommateurs**

Les nouveaux projets de production d'énergie renouvelable qui seront mis en service en Nouvelle-Écosse seront construits par des producteurs d'électricité indépendants par voie d'appels d'offres. NSPI a lancé une DP pour la production d'énergie renouvelable. La demande concerne la construction de centrales de moins de 2 MW, de centrales de plus de 2 MW et de centrales d'au plus 100 KW utilisant le principe de la facturation nette. En 2004, NSPI a accepté 17 propositions (pour un total de 28 MW) pour des projets de moins de 2 MW. La majeure partie des offres retenues portait sur l'énergie éolienne (mais des projets de production à la biomasse utilisant les gaz d'enfouissement et les déchets de bois ont également été acceptés). En avril 2005, NSPI a annoncé le premier projet accepté de plus de 2 MW, soit un parc d'éoliennes de 31 MW au Cap-Breton censé entrer en service en 2007.

Pour encourager le développement de l'éolien, NSPI offrira des tarifs d'auto-alimentation qui tiendront compte des écarts de prix régionaux dans l'ensemble de la province. Ces tarifs d'auto-alimentation varieront de 6,5 à 7,5 cents/kWh<sup>68</sup>.

NSPI offre actuellement un Smart Energy Information Service, qui permet aux gros consommateurs d'énergie de suivre minute par minute leur consommation d'électricité, les prix en temps réel et le tarif ELIIR. Dans sa dernière demande de hausse tarifaire, NSPI a proposé un programme de conservation et de GC de 5 millions de dollars par an. Le plan prévoit notamment de se pencher sur des options de prix en fonction de la conservation et sur la mise au point de nouveaux appareils de

<sup>67</sup> Ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse, *Smart Choices for Cleaner Energy: The Green Energy Framework*, octobre 2005

<sup>68</sup> Discussions avec le ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse, septembre 2005

---

gestion de la charge, tels des compteurs intelligents, pour 2007. NSPI vise une réduction de 16 MW de la demande annuelle d'électricité de pointe.

#### **4.10.3 Perspectives à court terme et à moyen terme**

Les tarifs d'électricité à court terme en Nouvelle-Écosse continuent de fluctuer en raison du prix élevé du pétrole et du charbon importé, vu que sa production est essentiellement alimentée aux combustibles fossiles. À la longue, les tarifs seront influencés par le coût de la production additionnelle, dont une bonne part proviendrait de sources d'énergie renouvelables. Même si l'énergie renouvelable porte moins atteinte à l'environnement et que les coûts diminuent, elle reste généralement plus coûteuse que la production conventionnelle. Comme dans les autres provinces et territoires, l'addition de l'énergie renouvelable dans le réseau provincial va exercer une pression à la hausse sur les tarifs d'électricité des marchés d'utilisation finale.

Avec la pression à la hausse sur les prix du pétrole, du gaz et du charbon, la Nouvelle-Écosse a tout d'abord à diversifier ses approvisionnements énergétiques. Comme les prix de l'énergie ont augmenté, les perspectives d'avenir des énergies renouvelables se sont améliorées. Par exemple, en 2001, de nouvelles énergies renouvelables d'une capacité de 50 MW étaient prévues pour 2005. En 2003, ce sont 200 MW qui étaient prévus pour 2010. Et actuellement, ce sont de 300 à 400 MW qui devraient entrer en service d'ici à 2010<sup>69</sup>.

Pour faire face à la croissance de la charge au cours des prochaines années, NSPI compte sur la production d'énergie renouvelable planifiée, sur des mesures de gestion de la demande et sur la modernisation des installations de production existantes. La société pourrait toutefois avoir besoin de nouvelle production si elle ne réussit pas à atteindre ses objectifs. Même si la mise en valeur des gaz d'enfouissement et de la biomasse présente un certain potentiel, la majeure partie du supplément de capacité d'énergie renouvelable nouvelle viendra probablement de l'éolien.

Or le développement de la production d'énergie éolienne pose certaines difficultés. La Nouvelle-Écosse ne possède pas suffisamment d'énergie hydroélectrique pour prendre le relais des éoliennes. La mise à niveau du transport sera nécessaire pour soutenir le développement de l'éolien. Sans compter que la production éolienne vient en concurrence avec le tourisme car les meilleurs sites se trouvent à proximité de la côte panoramique.

La Nouvelle-Écosse possède actuellement une centrale marémotrice de 20 MW et recèle un potentiel de développement, même si la technologie marémotrice n'en est qu'à ses premiers balbutiements. La Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick et certains États du Nord-est américain financent actuellement une étude entreprise par l'Electric Power Research Institute (EPRI) pour déterminer le potentiel de production d'électricité à partir des vagues et des courants de marée.

Même si une bonne part de la production de la Nouvelle-Écosse est alimentée au charbon, les occasions de développement du charbon épuré qui utilisent l'emprisonnement sont limitées. Contrairement à des marchés comme celui de l'Alberta qui possède d'importantes industries pétrolières et gazières sur terre, il n'existe pas pour l'heure d'acheteurs potentiels de CO<sub>2</sub> susceptible d'être emprisonné à partir des centrales au charbon de la Nouvelle-Écosse.

---

69 Consultation du ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse, septembre 2005

## 4.11 Terre-Neuve-et-Labrador

Quatre-vingt-dix pour cent de la capacité de production de Terre-Neuve-et-Labrador provient de l'hydroélectricité (figure 4.11.1). Environ 72 %, ou 5 400 MW, de cette production est exportée du complexe de Churchill Falls, au Labrador, la majeure partie étant vendue à Hydro-Québec en vertu d'un contrat à long terme. En conséquence, une large part de la production de Terre-Neuve-et-Labrador est tirée de ressources qui produisent des émissions de GES en quantités relativement faibles. Environ 176 MW de la capacité de production de la province est produite par de petites centrales hydroélectriques. Le tiers restant est produit par la centrale thermique au mazout lourd de Holyrood exploitée par Newfoundland and Labrador Hydro (HYDRO), qui produit 490 MW.

La réalisation du projet d'aménagement hydroélectrique du cours inférieur de Churchill au Labrador<sup>70</sup> pourrait fournir jusqu'à 3 000 MW de capacité de production supplémentaire, destinée principalement aux marchés limitrophes.

### 4.11.1 Politiques de la province

Le gouvernement provincial est en train de mettre au point une stratégie énergétique globale; dans ce contexte, il a publié un document de consultation en novembre 2005<sup>71</sup>. Des consultations auprès des parties prenantes et des citoyens sont prévues pour le début de 2006.

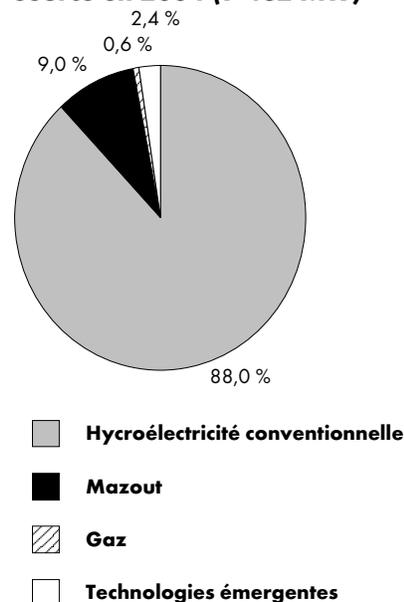
Le gouvernement a également publié en juillet 2005 le *Newfoundland and Labrador Climate Change Action Plan 2005*. Ce plan propose un certain nombre de mesures, dont l'analyse des émissions des installations du gouvernement et l'élaboration d'une stratégie pour en réduire les quantités, l'établissement d'objectifs de réduction de la consommation dans les bâtiments gouvernementaux et l'amélioration de l'efficacité énergétique dans les logements publics et les HLM.

### 4.11.2 Stratégies visant les services publics et les consommateurs

En décembre 2005, HYDRO a lancé une DP pour la production d'énergie éolienne d'une capacité de 25 MW, en offrant aux intéressés un tarif maximal de 6,7 cents/kWh<sup>72</sup>. Avec cette demande de nouvelle production, HYDRO désire remplacer la production alimentée au mazout à sa centrale de Holyrood.

FIGURE 4.11.1

#### Capacité de production de Terre-Neuve-et-Labrador selon la source en 2004 (7 462 MW)



Source : Statistique Canada

70 La phase 1, qui consistait en une demande de manifestations d'intérêt et de propositions d'aménagement du cours inférieur de Churchill, a été achevée en août 2005. Le gouvernement a ordonné à HYDRO d'entamer la phase 2 du projet, consistant en une étude de faisabilité des concepts et des solutions de remplacement, et en une discussion des enjeux commerciaux avec des promoteurs présélectionnés.

71 Ministère des Ressources naturelles de Terre-Neuve-et-Labrador, *Developing an Energy Plan for Newfoundland and Labrador: Public Discussion Paper*, novembre 2005

72 Consultation du ministère des Ressources naturelles de Terre-Neuve-et-Labrador, décembre 2005

---

*Bright Ideas* de Newfoundland Power est un programme d'efficacité énergétique destiné à sensibiliser les clients et qui leur fournit de l'information sur le financement et les rabais. En 2003, HYDRO a lancé *Hydrowise*, un programme de sensibilisation de sa clientèle aux économies d'énergie, de même qu'un programme de GC pour encourager les clients isolés non branchés au réseau à conserver l'énergie.

#### **4.11.3 Perspectives à court terme et à moyen terme**

Le Labrador a des surplus considérables de capacité de production; il n'aura donc pas besoin de nouvelle production dans un avenir prévisible pour répondre à la demande intérieure. Toutefois, il a la possibilité de poursuivre le projet d'aménagement du cours inférieur de Churchill pour fins d'exportation.

La production d'électricité à partir de technologies émergentes s'applique tout à fait à Terre-Neuve, car le Labrador a une capacité de production plus que suffisante. À court terme, Terre-Neuve a une production suffisante et une faible croissance de la charge, de sorte que l'adéquation de l'offre ne sera vraisemblablement pas un déterminant pour le développement de la production d'électricité à partir des technologies émergentes. L'île doit cependant décider de quelle manière elle fera face à ses besoins énergétiques à moyen terme. Le développement de la production d'électricité à partir des technologies émergentes dépendra sans doute des préoccupations à l'égard des coûts et des enjeux environnementaux du fait que l'île dépend de la production au mazout. Les options probables de production d'énergie renouvelable dans l'île comprennent l'éolien, les petites centrales hydroélectriques et la biomasse.

Le développement de l'énergie éolienne se poursuit dans l'île, HYDRO ayant lancé une DP pour une capacité de 25 MW. Terre-Neuve-et-Labrador possède une centrale expérimentale au vent/diesel à Ramea, une petite île au large de la côte méridionale de Terre-Neuve où l'on compte six turbines de 65 kW. Le développement de l'éolien pourrait toutefois progresser lentement en raison des problèmes de stabilité du réseau. Le réseau hydroélectrique de la province servira quelque peu d'appoint à la réalisation des projets éoliens, mais l'absence d'interconnexions entre l'île et d'autres provinces en limitera le développement. Il a été question de la construction d'un câble sous-marin de transport reliant Terre-Neuve au Labrador ou aux Provinces Maritimes, mais pour l'heure la conjoncture économique n'est pas favorable. Les études de faisabilité ont répertorié de nombreux sites potentiels pour la production d'énergie éolienne dans l'île et des travaux sont en cours pour évaluer les limites du réseau et élaborer une stratégie propice au développement de l'éolien.

L'île a un potentiel pour le développement de petites centrales hydroélectriques, même s'il existe actuellement un moratoire pour protéger l'habitat du saumon. Ce moratoire fera l'objet d'un examen dans le cadre d'un plan énergétique global en cours d'élaboration. Il existe également un certain potentiel pour la production d'électricité à la biomasse à partir du bois pour la cogénération dans le secteur des produits forestiers, mais actuellement cette production n'est pas aussi concurrentielle sur le plan des coûts que l'énergie éolienne et les petites centrales hydroélectriques<sup>73</sup>.

---

73 Consultation du ministère des Ressources naturelles de Terre-Neuve-et-Labrador, décembre 2005

## **OBSERVATIONS ET OPTIONS POSSIBLES**

Les précédents chapitres ont porté sur l'évaluation des technologies émergentes de production d'électricité au Canada, ainsi que sur les perspectives régionales. Les observations et options possibles qui suivent s'adressent aux responsables des politiques et découlent des évaluations.

### **5.1 Observations**

*Actuellement, on constate un faible taux de pénétration des technologies émergentes en production d'électricité.*

Au Canada, environ 3 % de la capacité de production en place provient des technologies émergentes. Cela est en partie attribuable aux faibles coûts de l'électricité produite à partir des sources classiques (p. ex., les grandes centrales hydroélectriques, les centrales nucléaires, au charbon et au gaz naturel). Dans une certaine mesure, le faible taux de pénétration des technologies émergentes tient également à la structure de l'industrie qui fait en sorte que les grandes entreprises de services publics ont historiquement opté pour un modèle privilégiant les grandes centrales.

*Les développements au sein des marchés de l'énergie ont créé des conditions favorables à la croissance rapide des technologies émergentes.*

Parmi ces développements, mentionnons :

- la forte hausse du prix des combustibles fossiles au cours des dernières années;
- la plupart des sites hydroélectriques à faible coût ont été aménagés et les citoyens, inquiets, remettent de plus en plus en question la filière nucléaire;
- le mouvement, dans plusieurs provinces, vers des marchés de production plus concurrentiels;
- les préoccupations grandissantes de la population à l'égard de la qualité de l'air et des effets à long terme des émissions de GES;
- les coûts de plusieurs technologies renouvelables ont diminué à la faveur des améliorations technologiques.

*Plusieurs mécanismes favorisent le développement des technologies émergentes.*

Les mécanismes instaurés par les provinces comprennent notamment l'émission de demandes de propositions ou de « manifestations d'intérêt », l'élaboration de normes relatives au portefeuille d'énergie renouvelable, l'élaboration de contrats d'offre standard pour les petits chantiers éoliens et hydroélectriques (à l'exemple des tarifs d'auto-alimentation en usage en Allemagne et au Danemark) et la consommation nette, qui permet aux clients des services publics producteurs d'électricité de vendre leur énergie au réseau lorsqu'ils en produisent plus qu'ils n'en consomment.

---

Au niveau fédéral, les incitatifs en place visent l'énergie éolienne et les autres sources d'énergie renouvelables; c'est le cas de l'Encouragement à la production d'énergie éolienne (EPÉE), du Programme d'encouragement à la production d'énergie renouvelable (PEPER) et du Programme d'encouragement aux systèmes d'énergies renouvelables (PENSER). Toutefois, les représentants de l'industrie en général estiment nécessaire l'établissement d'une stratégie globale en matière d'énergies renouvelables. Ressources naturelles Canada s'affaire avec l'industrie en vue d'établir une telle stratégie. D'autres encouragements sont offerts par le biais du régime d'impôt sur le revenu, telle la déduction pour amortissement accéléré, en vue de réduire l'impôt à payer.

### ***Certains obstacles limitent le développement des technologies émergentes.***

Un des principaux obstacles au développement des technologies émergentes provient du fait que les coûts externes, ou effets négatifs externes, associés à la pollution atmosphérique et les autres coûts environnementaux ne sont pas comptabilisés dans les prix de l'électricité. Si les prix du marché tenaient compte de ces facteurs, autrement dit si ces coûts étaient « internalisés », nombreux sont ceux qui croient que les technologies émergentes seraient plus compétitives, voire moins coûteuses, que les technologies de production conventionnelles.

On prétend souvent que les tarifs d'électricité ne reflètent pas les coûts réels du fait qu'ils sont établis en fonction des coûts historiques, ce qui expliquerait que les prix sont inférieurs aux coûts de développement de la nouvelle production<sup>74</sup>. Cela entraîne une augmentation de la consommation et n'incite pas à investir dans les technologies émergentes. Si les prix étaient soumis aux mêmes règles du jeu, les technologies émergentes deviendraient alors plus compétitives.

L'accès au réseau de transport est un autre obstacle au développement des technologies émergentes. Les réseaux d'électricité sont généralement établis pour raccorder les grandes centrales électriques aux centres de consommation au moyen de vastes réseaux de transport permettant la distribution centralisée de l'électricité. Les règles régissant le raccordement des petits producteurs en région éloignée sont souvent mal définies ou apparemment restrictives. Jusqu'à un certain point, ces questions sont débattues, peut-être davantage dans les marchés qui ont ouvert complètement leur réseau à la concurrence.

Au niveau de l'approbation des projets, les promoteurs des technologies émergentes font souvent face aux mêmes problèmes que les producteurs conventionnels, comme le syndrome « pas dans ma cour ». Ainsi, en raison de leur petite taille, l'application des réglementations peut devenir pour eux relativement coûteuse. Sans compter que les promoteurs de nouveaux projets n'ont pas nécessairement développé l'expertise nécessaire pour se conformer au processus de réglementation.

### ***La gestion de la demande a le potentiel nécessaire pour apporter une contribution immédiate et substantielle.***

On s'accorde généralement à reconnaître la contribution que pourrait apporter la gestion de la demande au Canada. La plupart des provinces disposent de programmes incitatifs pour réduire la demande globale et la demande de pointe. Grâce à ces programmes, les entreprises de services publics peuvent utiliser l'infrastructure existante avec plus d'efficacité et reporter à plus tard les coûteux travaux d'agrandissement des installations et des infrastructures. Souvent toutefois, les consommateurs d'électricité ne tirent pas parti des technologies nouvelles qui permettraient de réaliser des économies d'énergie. L'absence de sensibilisation et d'accès au financement sont les deux obstacles les plus

---

<sup>74</sup> Ce phénomène est souvent associé aux grands projets hydroélectriques à faible coût. Plusieurs provinces utilisent ces « actifs patrimoniaux » comme moyens d'action pour pallier aux coûts plus élevés des nouvelles installations de production.

---

souvent cités à une participation plus grande à la GC. Les gros consommateurs d'électricité, comme les manufacturiers, participent peu aux programmes de RD car ils ne sont pas sûrs d'en tirer des avantages économiques; certains n'ont pas non plus la souplesse de fonctionnement voulue pour déplacer la charge entre les périodes de pointe et les périodes creuses.

*Les gouvernements ont eu tendance à soutenir les sources de production traditionnelles.*

L'électricité fait partie intégrante de la vie des Canadiens. Elle sert à éclairer leurs maisons et bâtiments, à régler les feux de circulation, à faire fonctionner leurs ordinateurs et autres appareils électroniques, à procurer le chauffage et la climatisation. Reconnaisant l'importance de l'électricité, les gouvernements des provinces ont toujours joué un rôle actif dans ce domaine. Ainsi, ils établissent des normes pour les installations électriques, mettent en place les organismes nécessaires pour surveiller les infrastructures et s'assurent que les consommateurs peuvent bénéficier d'approvisionnements fiables à des tarifs acceptables.

Les gouvernements ont soutenu les formes traditionnelles de production d'électricité de diverses manières. Dans la plupart des provinces et territoires, des sociétés d'État à intégration verticale ont créé un réseau électrique composé de gros producteurs centralisés. Le gouvernement fédéral et ceux des provinces ont élaboré des directives qui convenaient aux sources de production traditionnelles, comme les grandes centrales hydroélectriques, les centrales nucléaires, au charbon, au gaz et au mazout. Les grands chantiers, comme les réacteurs nucléaires et les barrages hydroélectriques, ont reçu alors du financement garanti par les gouvernements provinciaux et se sont assurés que les coûts des projets soient récupérés.

## **5.2 Options possibles**

Les gouvernements reconnaissent depuis longtemps les avantages de la fiabilité des approvisionnements en électricité. Les Canadiens doivent maintenant déterminer les sources de production appropriées à la lumière des préoccupations grandissantes à l'égard de la suffisance des approvisionnements, de la fluctuation des coûts de l'énergie et des questions environnementales. Les technologies émergentes en production d'électricité pourraient apporter des avantages importants aux Canadiens :

- en aidant à assurer un approvisionnement en électricité suffisant et fiable par l'exploitation de sources d'approvisionnement supplémentaires et plus diversifiées;
- en améliorant la qualité de l'air;
- en réduisant les émissions de CO<sub>2</sub> issues de la production d'électricité.

Pour ces raisons, les technologies émergentes pourraient être appelées à jouer un rôle important dans l'offre d'électricité au Canada.

Dans tout projet, l'investisseur cherche à réduire au minimum les risques et les facteurs d'incertitude. Le développement des technologies nouvelles qui, par la force des choses, n'ont pas encore fait leurs preuves présente des risques élevés. Les longs délais auxquels sont soumis les travaux de recherche et développement notamment, d'autres obstacles comme les règles d'accès au réseau mal définies, et le long processus d'approbation environnementale viennent parfois multiplier les risques.

Si les Canadiens souhaitent encourager le développement des technologies émergentes, les gouvernements vont devoir prendre des mesures pour réduire les obstacles (options 1 et 2), promouvoir la coopération (options 3 et 4) et accroître la certitude (options 5 à 7). Ils pourraient jouer un rôle bénéfique en créant, pour attirer les investisseurs, un contexte qui réduit les risques et écarte les obstacles excessifs. C'est précisément le rôle que les gouvernements ont joué dans le passé pour les

---

sources d'électricité traditionnelles. L'ONÉ reconnaît que chaque province est dans une situation qui lui est propre et qu'elle met en oeuvre des politiques appropriées aux circonstances. Toutefois, pour encourager le développement des technologies émergentes, les gouvernements pourraient envisager les options suivantes :

1. Adopter des règles d'accès au réseau de transport d'électricité qui facilitent le développement des technologies émergentes. Les gouvernements provinciaux pourraient envisager d'adopter des règles claires et cohérentes obligeant les exploitants de réseaux à raccorder des sources de remplacement à leurs réseaux. Les gouvernements pourraient également obliger les exploitants de réseaux à donner priorité aux technologies émergentes pour prendre livraison de leur production afin d'accroître la certitude.
2. S'assurer que les échéanciers établis pour la réglementation sont clairs et que les exigences liées aux demandes d'approbation sont proportionnelles à la taille et à l'ampleur du projet proposé. S'il n'existe pas de règles pour certaines technologies émergentes, il faudrait en élaborer et établir des exigences appropriées, afin de donner l'heure juste aux investisseurs.
3. Continuer de soutenir la recherche en technologies émergentes. Compte tenu des avantages potentiels à long terme pour le Canada à développer ces sources d'énergie, il serait opportun que les gouvernements prennent en charge une partie des coûts de développement. Une approche coordonnée de la recherche pourrait aider à éviter les doublons et à aplanir les disparités, ce qui aurait pour effet de faire avancer la technologie plus rapidement et plus efficacement.
4. Encourager les solutions à caractère régional ou interprovincial. Le partage des ressources peut faire converger les synergies, entre le régime éolien et le régime hydroélectrique par exemple. Les échanges d'émissions permettraient aux réseaux alimentés aux combustibles fossiles d'atteindre leurs objectifs de qualité de l'air plus efficacement et aux provinces et territoires dotés de technologies vertes d'accroître leur production et de tirer avantage de la valeur associée aux réductions des émissions (prime verte).
5. Continuer de fournir des encouragements financiers aux sources d'énergie nouvelles. Les stimulants devraient être fonction de leur stade de développement. Les mesures incitatives, comme l'EPÉÉ et le PEPER, peuvent soutenir les technologies parvenues au stade quasi commercial, alors que d'autres technologies moins développées, comme les piles à combustible, l'énergie de la mer et le charbon épuré, profiteraient des subventions à la recherche et développement.
6. Faire en sorte que les tarifs d'électricité reflètent plus fidèlement les conditions actuelles du marché. Dans bien des provinces, le régime de réglementation protège les consommateurs contre les tarifs concurrentiels, souvent établis à partir du coût des actifs patrimoniaux développés avec le soutien des gouvernements. Les gouvernements pourraient envisager des régimes de fixation des prix qui favoriseraient le développement des technologies émergentes. Celles-ci appellent des prix plus élevés que ceux payés pour la production d'électricité issue des actifs historiques.
7. Garantir des prix minimums à l'électricité produite à partir des technologies émergentes, à l'exemple des contrats d'offre standard actuellement proposés en Ontario. Le prix du marché ne tient pas compte de certains coûts environnementaux (effets externes) liés à la production d'électricité; ainsi, des prix minimums garantis pourraient encourager le développement des technologies émergentes qui ont des effets moins néfastes sur l'environnement. Le développement de ces sources d'énergie présente des risques considérables et, compte tenu des avantages globaux que leur développement procurerait, il serait opportun que les gouvernements, au nom des citoyens, assument une partie des risques liés à leur développement.

Accès au marché de gros	Possibilité pour un distributeur d'acheter de l'électricité en gros à divers producteurs afin de la revendre au détail.
Actifs patrimoniaux ou électricité patrimoniale	Quantité d'énergie et capacité établies pour les actifs de production existants à la suite de décisions prises dans le cadre d'un mode précédent de fonctionnement des marchés. Cette électricité est généralement vendue sur le marché à un prix reflétant les coûts historiques.
Adéquation de l'offre	Aptitude à répondre en tout temps à la demande électrique globale et aux besoins énergétiques des clients, compte tenu des interruptions programmées et des pannes non programmées raisonnablement prévisibles des divers éléments constituant les réseaux. Un des deux aspects fonctionnels de base servant à définir le degré de fiabilité des réseaux de production-transport d'électricité, l'autre étant la fiabilité de l'exploitation.
Arbitrage	Achat et vente simultanés d'un produit sur deux marchés distincts en vue de réaliser un profit compte tenu des écarts de prix.
Biomasse	Matière organique (p. ex., bois, chaume, déchets solides des municipalités, déchets de bois ou lessive de cuisson des usines de pâte à papier) traitée en vue de la production d'électricité.
Capacité	Quantité maximale de puissance qu'un appareil peut produire, utiliser ou transférer, habituellement exprimée en mégawatts.
Centrale au fil de l'eau	Centrale hydroélectrique dont la production dépend principalement du débit d'un cours d'eau tel qu'il se présente, contrairement à une installation disposant d'un ouvrage pour la retenue d'eau d'une saison à l'autre. Certaines installations au fil de l'eau disposent d'une capacité de stockage limitée qui leur permet de régulariser le débit sur une base quotidienne ou hebdomadaire.
Changements climatiques	Accumulation dans l'atmosphère de gaz produits par l'activité humaine qui emprisonnent la chaleur du soleil, ce qui est à l'origine de modifications des cycles météorologiques à l'échelle planétaire. Au nombre des incidences connues il faut noter les changements sur la configuration des pluies, l'élévation du niveau de la mer, des sécheresses éventuelles, la perte d'habitats et

---

	le stress de chaleur. Dans ce même contexte, on parle aussi souvent de « réchauffement de la planète » ou d'« effet de serre ».
Co-combustion	Combustion simultanée, dans un même appareil de chauffage, de biomasse et de charbon afin de produire de la vapeur ainsi que de l'électricité.
Cogénération	Installation qui produit de l'électricité et d'où dérive une autre forme d'énergie thermique utile, comme de la chaleur ou de la vapeur.
Combustion en lit fluidisé	Système ayant recours à un lit chauffé d'une matière qui ressemble à du sable et qui est en suspension (fluidisée) à l'intérieur d'une colonne d'air montante. Il permet la combustion de nombreux types et catégories de combustible, notamment charbon et biomasse. Le mouvement de frottement entre la matière composant le lit fluidisé et les particules du combustible favorise une meilleure combustion, compte tenu de l'élimination du dioxyde de carbone et de la carbonisation de couches superficielles qui, autrement, recouvriraient les particules en question. Dans ce contexte, l'oxygène atteint beaucoup plus facilement la matière combustible, pour accroître ainsi le taux de combustion et l'efficacité du processus.
Combustion sur grille roulante	Type d'appareil de chauffage dont les grilles, une fois assemblées, se déplacent en un mouvement perpétuel de courroie. Le combustible (p. ex., le charbon) qui y entre en ressort sous forme de cendres à l'autre bout.
Compensations	Réductions des émissions dans le cadre d'un projet et découlant, par exemple, de travaux agricoles ou forestiers, de la capture de gaz d'enfouissement ou de brûlage à la torche. Ces réductions peuvent être portées en diminution d'obligations de réduction des émissions à un autre endroit ou compenser pour de telles obligations.
Compteur intelligent	Compteur électrique à microprocesseur qui, en plus d'enregistrer la consommation d'énergie, tient aussi compte de son intervalle d'utilisation.
Compteurs par intervalles	Compteurs intelligents (informatisés) qui traitent les données de consommation sur des unités de temps relativement petites (minutes).
Coût marginal	Coût de la dernière unité d'énergie produite.
Crédit de réduction des émissions	Crédit donnant le droit au détenteur d'émettre une certaine quantité de GES. À l'avenir, de tels crédits pourront faire l'objet d'échanges entre pays ainsi qu'entre personnes morales.
Dégrouperement	Séparation des fonctions verticalement intégrées des services publics en services distincts : production, transport, distribution et énergie (voir Restructuration).

---

---

Demande / charge de pointe	Charge maximale consommée ou produite au cours d'une période donnée.
Demande de propositions	Invitation à présenter une offre en vue de procurer un produit ou un service. Dans le contexte de l'offre d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable au Canada, une demande de propositions d'énergie renouvelable serait normalement préparée par les gouvernements ou les services publics et préciserait les exigences voulues, les types acceptables de sources d'énergie renouvelable et les conditions que les fournisseurs devraient remplir de manière que leurs propositions puissent être étudiées.
Distribution	Transfert de l'électricité au consommateur à partir du réseau de transport.
Échanges internationaux de droits d'émission	Processus qui permet aux pays industrialisés signataires du <i>Protocole de Kyoto</i> d'échanger des allocations ou permis d'émission entre eux.
ÉcoLogo <sup>M</sup>	Symbole officiel de certification dans le cadre du programme d'éco-étiquetage Choix environnemental <sup>M</sup> d'Environnement Canada. Pour être ainsi certifiés, les produits ou services proposés doivent mener à une plus grande efficacité énergétique, réduire la quantité de sous-produits dangereux, avoir recours à des matériaux recyclés, être réutilisables ou procurer d'autres avantages environnementaux.
Économie d'énergie	Activités visant à réduire la consommation d'énergie.
Effets externes	Effets qui se manifestent lorsque la production ou la consommation d'un produit de base par une partie est génératrice de coûts (ou d'avantages) pour d'autres parties ou pour la société en général. Le prix du marché d'un produit de base ne tient pas compte de tels coûts (ou avantages). Lorsque des coûts sont constatés (effets externes négatifs), cela peut se traduire par l'imposition d'une taxe sur le produit de base en question, afin d'en réduire la consommation et de neutraliser une partie de ces coûts. En présence d'avantages réels ou prévus (effets externes positifs), il se peut que des mesures incitatives soient proposées (p. ex., des subventions gouvernementales) en vue de favoriser la production du produit de base.
Efficacité énergétique	Technologies et mesures qui réduisent la quantité requise d'électricité ou de carburant en vue d'accomplir une tâche précise.
Emprisonnement	Captage et stockage de carbone. Dans le contexte des stratégies d'intervention face aux changements climatiques, l'emprisonnement se rapporte habituellement au processus d'accroissement du stockage de carbone, par exemple dans le cadre d'un projet de

---

---

	reforestation qui permet de hausser la teneur en carbone des sols. Il peut aussi s'agir de séparer le dioxyde de carbone des gaz de combustion en vue de le stocker sous terre ou dans les profondeurs océaniques.
Énergie cinétique	Énergie mécanique qu'un corps produit grâce à son mouvement.
Énergie verte	Énergie électrique dont la production est considérée comme écologiquement moins nuisible que la plupart des formes de production traditionnelles; elle est généralement produite en conformité avec des normes gouvernementales ou réglementaires, à partir de sources telles que l'énergie éolienne ou hydroélectrique, les gaz d'enfouissement et l'énergie solaire.
Énergie(s) renouvelable(s)	Sources d'énergie en mesure de se renouveler dans le contexte des écosystèmes naturels (p. ex., vent, biomasse, soleil et ressources hydroélectriques).
Exploitant indépendant de réseau (EIR)	Entité indépendante des autres participants au marché de l'électricité (producteurs, transporteurs et négociants) qui assure un accès non discriminatoire au réseau de transport. L'EIR est responsable de la surveillance et de la régulation du réseau de transport en temps réel.
Exportations/importations	Aux fins du présent rapport, transferts internationaux d'électricité entre le Canada et les États Unis.
Facteur de capacité	Rapport entre l'électricité brute produite pendant la période visée et celle qui aurait pu être produite si les installations avaient fonctionné continuellement à plein rendement pendant cette même période.
Fiabilité (électrique)	Niveau de rendement des divers éléments du réseau de production-transport fournissant l'électricité aux clients selon les normes convenues et dans les quantités désirées. On peut évaluer la fiabilité d'un réseau en observant deux aspects fonctionnels de base de celui-ci : l'adéquation de l'offre et la fiabilité de l'exploitation.
Fixation des prix – en temps réel	Prix au détail qui varient d'une heure à l'autre pour tenir compte de la modification de l'équilibre entre l'offre et la demande.
Fixation du prix en fonction du coût moyen	Mécanisme de fixation du prix fondé sur le coût moyen total dans l'ensemble du réseau pour l'acheminement d'une unité d'électricité (par mégawattheure sur le marché de gros et par kilowattheure sur le marché de détail) au cours d'une période précise.
Fumerolle	Ouverture sur un volcan ou à proximité d'où s'échappent des vapeurs chaudes.
Gaz à effet de serre (GES)	Gaz (p. ex., le dioxyde de carbone, le méthane ou l'oxyde nitreux) qui contribuent à l'effet de serre de la planète, c'est-à-dire à l'échauffement des couches inférieures de l'atmosphère.

---

---

Gaz d'enfouissement	Gaz produits lorsque des déchets organiques se décomposent sous l'effet de forces naturelles dans une décharge où les déchets solides d'une municipalité sont enfouis. Les gaz d'enfouissement sont constitués à environ 50 % de méthane, principale composante du gaz naturel, et à 50 % de dioxyde de carbone. Ils sont recueillis et utilisés comme combustible de chauffage ou de production d'électricité.
Gaz de synthèse	Gaz produits artificiellement, comparativement à ceux qu'on retrouve à l'état naturel. Dans le présent rapport, les gaz de synthèse regroupent les gaz produits au moyen des processus de gazéification du charbon ou de la biomasse. Ils servent de source de combustible dans des installations de GICC.
Gazéification	Ensemble de processus de transformation des charges d'alimentation de carbone en gaz combustibles ayant recours à la chaleur, à la pression et/ou à la vapeur.
Gazéification intégrée à cycle combiné (GICC)	Charbon (ou biomasse), eau et oxygène alimentent un réacteur de gazéification qui produit des gaz de synthèse, lesquels, après épuration, permettent d'alimenter une turbine à gaz. La chaleur qui s'échappe de la turbine et qui est récupérée à partir du processus de gazéification est acheminée jusqu'à un générateur de vapeur. Ce dernier fait fonctionner une turbine à vapeur en vue de la production d'électricité.
Gestion de la consommation (GC)	Mesures prises par un service public qui se traduisent par un changement et/ou une réduction soutenue de la demande d'électricité. Ces mesures peuvent éliminer ou retarder les nouveaux investissements de capitaux à l'égard de la production ou de l'infrastructure d'approvisionnement et améliorer l'efficacité globale du réseau.
Injection de fluides miscibles	Technique de récupération assistée des hydrocarbures qui prévoit l'injection de fluides dans un gisement. À l'injection de dioxyde de carbone, celui-ci se mélange au pétrole et les deux composés se dissolvent l'un dans l'autre. Le CO <sub>2</sub> injecté fait office de solvant, qui libère le pétrole emprisonné dans de minuscules pores rocheuses et qui favorise le déplacement de celui qui avait été laissé derrière lorsque le processus d'injection d'eau est devenu moins efficace, ce qui accroît la production pétrolière.
Libre-accès	Accès non discriminatoire aux lignes de transport d'électricité.
Marge de réserve	Capacité disponible inutilisée d'un réseau d'énergie électrique à charge de pointe, exprimée en tant que pourcentage de la capacité totale.

---

---

Matières particulaires	Particules qui se retrouvent dans l’atmosphère et qui sont composées d’un large éventail de matières naturelles (p. ex., pollen, poussière ou résines) alliées à des matières polluantes découlant de l’activité humaines (p. ex., particules de fumée ou cendres métalliques). Si leurs concentrations sont suffisamment élevées, les matières particulaires peuvent irriter les voies respiratoires.
Mécanisme de développement propre	Pratique prévue dans le cadre du <i>Protocole de Kyoto</i> et au titre de laquelle les pays développés peuvent financer des projets visant à éviter l’émission de GES dans des pays en voie de développement, ce qui leur procure des crédits dont ils peuvent ensuite se servir afin de ne pas dépasser les limites imposées pour leurs propres émissions.
Mise en œuvre conjointe	Mécanisme prévu au titre du <i>Protocole de Kyoto</i> et permettant à un pays développé d’obtenir des « unités de réduction des émissions » lorsqu’il aide à financer des projets à l’origine d’une diminution nette des émissions de gaz à effet de serre dans un autre pays développé (en pratique, il est probable que le pays bénéficiant de l’aide ait une « économie en transition »).
Neutre en carbone	Propriété attribuée aux arbres et autres végétaux. Le dioxyde de carbone présent dans l’air qui a été absorbé pendant la croissance d’un arbre est relâché dans l’atmosphère lorsque ce même arbre sert de combustible.
Norme relative au portefeuille d’énergie renouvelable (NPER)	Norme prévoyant que l’énergie renouvelable constitue une certaine proportion de la consommation ou de la production énergétique totale.
Petites centrales hydroélectriques	Il n’y a pas de consensus au Canada sur la définition à donner aux petites centrales hydroélectriques, mais en général, elles regroupent toutes celles qui peuvent produire jusqu’à environ 25 MW. En outre, de ce groupe, il est possible d’isoler les mini-centrales (qui produisent entre 100 kW et 1 MW) ainsi que les micro-centrales (qui produisent moins de 100 kW). Sur la scène internationale, on juge habituellement que les petites centrales hydroélectriques sont celles dont la capacité de production totale est d’au plus 10 MW.
Production	Action de créer de l’énergie électrique par la transformation d’une autre source d’énergie; quantité d’énergie produite.
Production décentralisée	Production à petite échelle à proximité des consommateurs finals.
Production intermittente (ou intermittence)	Production électrique ou énergie produite qui est variable et limitée par divers facteurs comme la force des vents, la présence d’eau, les conditions météorologiques ou les besoins en matière de ravitaillement, d’inspection ou d’entretien.

---

---

Production livrable	Production d'électricité permettant un rajustement de la puissance, manuel ou automatisé, qui tient compte des conditions de charge en temps réel du réseau.
Production par cycle combiné	Production d'électricité faisant appel en même temps à des turbines à combustion et à vapeur.
Production supercritique	Installations de production avec chaudières plus efficaces que les chaudières classiques grâce à la combinaison de températures et de pressions d'exploitation plus grandes ainsi que d'une turbine à vapeur à rendement élevé.
Production thermique	Production d'électricité au moyen d'une turbine à vapeur ou d'une turbine à combustion alimentée par énergie nucléaire, combustibles fossiles ou biomasse.
<i>Protocole de Kyoto</i>	Résultat des négociations menées à la troisième conférence des parties à Kyoto, au Japon, en décembre 1997. Le <i>Protocole de Kyoto</i> établit des objectifs exécutoires sur les émissions de gaz à effet de serre pour les pays qui ont signé et ratifié l'accord. Les gaz visés par le protocole comprennent le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde nitreux, les hydrocarbures fluorés, entièrement halogénés ou non, ainsi que l'hexafluorure de soufre.
Provinces de l'Atlantique / Canada atlantique	Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Écosse, Île-du-Prince-Édouard ainsi que Terre-Neuve-et-Labrador.
Provinces Maritimes	Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Écosse et Île-du-Prince-Édouard.
Puissance	Lorsque de l'énergie est déplacée ou transformée, le terme « puissance » désigne la quantité d'énergie ainsi déplacée par unité de temps. L'unité métrique de mesure de la puissance est le watt (W), soit un joule par seconde.
Réaction de la demande (RD)	Réduction de la consommation d'électricité en raison de l'application d'un tarif de pointe ou encore à la requête de l'exploitant du réseau ou de l'entité qui fournit la charge électrique.
Réchauffement de la planète	Augmentation graduelle de la température à la surface de la Terre qui, croit on, est causée par l'effet de serre et est à l'origine de modifications des cycles météorologiques à l'échelle planétaire. D'autres réchauffements planétaires ont eu lieu il y a très longtemps, mais ceux-ci avaient été le résultat de phénomènes naturels alors que le réchauffement envisagé ici découlerait d'une émission accrue de GES.
Récupération assistée de gaz (à l'aide de CO <sub>2</sub> )	Injection de CO <sub>2</sub> qui permet d'accroître la pression des gisements et de récupérer une quantité accrue de gaz. Avec l'épuisement progressif des gisements de gaz naturel, leur pression diminue, ce qui rend plus difficile le retrait de gaz supplémentaire.

---

---

Récupération assistée des hydrocarbures (à l'aide de CO <sub>2</sub> )	Injection de dioxyde de carbone dans les gisements de pétrole épuisés afin d'en retirer davantage de produits pétroliers. Après dissolution du dioxyde de carbone dans les produits pétroliers résiduels en place, la viscosité de ces derniers s'en trouve réduite, de sorte que le pétrole s'écoule plus facilement et qu'il est possible d'en extraire une plus grande quantité.
Réduction de la consommation	Mesure ou programme incitant les clients d'un service public à réduire leur consommation dans le contexte d'une intervention du distributeur découlant d'une réaction de la demande.
Réseau de production-transport d'électricité	Expression qui désigne généralement la partie d'un réseau électrique comprenant les installations de production d'énergie et le réseau de transport haute tension du courant.
Réserve tournante	Capacité de production d'énergie de réserve pouvant être acheminée sans retard sur un réseau de transport.
Restructuration	Réaménagement des monopoles de services publics intégrés verticalement en des sociétés distinctes de production, de transport et de distribution d'électricité. Cette séparation des activités, aussi appelée dégroupement, vise à promouvoir la concurrence entre les producteurs et à ouvrir l'accès aux réseaux de transport et de distribution, pour favoriser la concurrence dans les secteurs de l'approvisionnement et de la commercialisation de l'électricité.
Service public	Entité qui détient et exploite un réseau électrique et à qui obligation est faite de fournir de l'électricité à tous les consommateurs finals qui en font la demande.
Soumissions des consommateurs	Mécanisme de réaction de la demande qui agit sur les prix et au titre duquel les clients présentent des soumissions de réduction de consommation énergétique à la faveur de leur distributeur.
Tarif	Ensemble des modalités au titre desquelles un service ou un produit est fourni, y compris les prix ou frais que l'utilisateur doit payer. Le tarif est habituellement proposé par le fournisseur du service ou du produit et est assujéti à l'approbation des organismes de réglementation compétents.
Tarif (prix)	Prix d'un produit ou service. Les tarifs sont soit assujétiés à l'approbation d'un organisme de réglementation, soit établis par les forces du marché.
Tarif d'auto-alimentation	Mécanisme commercial parmi d'autres conçu pour promouvoir le développement des énergies renouvelables. Les tarifs d'auto-alimentation permettent aux producteurs d'énergie à partir de sources renouvelables de toucher des prix supérieurs à ceux du marché et de leur assurer un accès au réseau de transport.

---

---

Tarification au compteur horaire	Tarifs fondés sur les périodes de la journée où l'électricité est réellement utilisée. L'électricité consommée durant les heures creuses ou lorsque la demande d'électricité est faible peut donc être facturée à un prix moins élevé. L'électricité utilisée durant les heures de pointe coûte plus cher au consommateur.
Technologies de remplacement	Technologies nouvelles ou émergentes utilisées dans la production et la consommation d'énergie, comme les piles à combustible et le charbon épuré.
Transferts interprovinciaux	Transferts d'électricité entre provinces.
Transport	Déplacement ou transfert d'énergie électrique au moyen de lignes interconnectées et d'équipements auxiliaires entre les points d'origine de l'approvisionnement et les points de conversion pour livraison aux consommateurs ou à d'autres réseaux électriques. Le transport se termine au moment où l'énergie est convertie pour les besoins de distribution.

