

Bureau
d'audiences
publiques sur
l'environnement

Rapport 188

300

Projet de construction d'une usine de fabrication
d'engrais à Bécancour

DD2

6211-10-019

Projet de centrale de cogénération à Bécancour par TransCanada Energy Ltd.

Rapport d'enquête et d'audience publique

Mars 2004

Québec 

La notion d'environnement

Les commissions du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement examinent dans une perspective de développement durable les projets qui leur sont soumis en appliquant la notion d'environnement retenue par les tribunaux supérieurs, laquelle englobe les aspects biophysique, social, économique et culturel.

Remerciements

La commission remercie les personnes et les organismes qui ont collaboré à ses travaux ainsi que le personnel du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement qui a assuré le soutien nécessaire à la production de ce rapport.

Édition et diffusion

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement :

Édifice Lomer-Gouin Tél. : (418) 643-7447
575, rue Saint-Amable, bureau 2.10 1 800 463-4732 (sans frais)
Québec (Québec) G1R 6A6

Internet : www.bape.gouv.qc.ca
Courriel : communication@bape.gouv.qc.ca

La documentation relative aux travaux de la commission est disponible au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement.

Québec, le 11 mars 2004

Monsieur Thomas J. Mulcair
Ministre de l'Environnement
Édifice Marie-Guyart, 30^e étage
675, boulevard René-Lévesque Est
Québec (Québec) G1R 5V7

Monsieur le Ministre,

Il me fait plaisir de vous remettre le rapport du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement concernant le projet de centrale de cogénération à Bécancour par TransCanada Energy Ltd.

Le mandat d'enquête et d'audience publique était sous la responsabilité de M^{me} Louise Boucher, secondée par M^{me} Claudette Journault. Il a débuté le 17 novembre 2003.

Au terme de son analyse, la commission considère que le projet de centrale de cogénération n'aurait pas d'effets significatifs sur la qualité de l'air ambiant, sur le climat sonore de même que sur la santé de la population avoisinante.

Elle est cependant d'avis que la construction d'une centrale de cogénération comme celle proposée par TransCanada Energy Ltd. à Bécancour correspond à un choix de dernier recours dans la stratégie québécoise de réduction des gaz à effet de serre et dans la Politique énergétique du Québec. La commission estime que ce choix ne se justifie que si toutes les autres possibilités ont été épuisées.

Veuillez agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

Le président,


André Harvey

Québec, le 8 mars 2004

Monsieur André Harvey
Président
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement
Édifice Lomer-Gouin
575, rue Saint-Amable, bureau 2.10
Québec (Québec) G1R 6A6

Monsieur le Président,

J'ai le plaisir de vous remettre le rapport d'enquête et d'audience publique portant sur le projet de centrale de cogénération à Bécancour par TransCanada Energy Ltd.

Ce projet a été examiné par la commission sous deux angles : celui des enjeux locaux qu'il soulève et celui des enjeux globaux dans lesquels il s'inscrit.

Sur le plan des enjeux locaux, le projet de centrale de cogénération n'aurait pas d'effets significatifs sur la qualité de l'air ambiant, sur le climat sonore de même que sur la santé de la population avoisinante. Toutefois, son inscription dans les suites des engagements récents du Canada et du Québec au regard du Protocole de Kyoto, dans le *Plan d'action québécois 2000-2002 sur les changements climatiques* ainsi que dans la Politique énergétique du Québec constitue l'enjeu majeur.

De l'avis de la commission, la construction d'une centrale de cogénération comme celle proposée par TransCanada Energy Ltd. à Bécancour correspond à un choix de dernier recours dans la stratégie québécoise de réduction des gaz à effet de serre et dans la Politique énergétique du Québec. La commission estime que ce choix ne se justifie que si toutes les autres possibilités ont été épuisées. Or, la démonstration n'a pas été faite à ce jour.

...2

Avant de recourir à une centrale au gaz naturel pour combler la demande supplémentaire en électricité et assurer la sécurité énergétique du Québec, il importe d'exploiter le potentiel d'une stratégie intégrée combinant un plan d'action national en efficacité énergétique, une gestion rigoureuse de la demande faisant appel notamment aux contrats d'énergie interruptible, un recours temporaire aux importations et l'acquisition de nouvelles énergies renouvelables, surtout hydroélectriques et éoliennes. Cela permettrait au Québec de rester cohérent avec les principes du développement durable et de demeurer fidèle à son engagement en matière de réduction des gaz à effet de serre. La Régie de l'énergie devrait fournir un éclairage à cet effet au terme du mandat que le ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs lui a confié en février 2004.

Je tiens à souligner, au nom des membres de la commission, la grande collaboration de l'ensemble des participants à l'audience. Je désire également exprimer ma reconnaissance aux membres de l'équipe qui ont accompagné la commission au cours de ses travaux, pour leur enthousiasme et leur empressement à servir le public.

Veuillez agréer, Monsieur le Président, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

La présidente de la commission,

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Louise Boucher", with a stylized flourish at the end.

Louise Boucher

Table des matières

Introduction	1
Chapitre 1 Les préoccupations et les opinions des participants	9
Les considérations d'ordre économique	9
L'énergie électrique	10
La demande en électricité	10
Le choix de la filière de production	12
Les gaz à effet de serre	14
Les autres considérations	15
Chapitre 2 Les effets environnementaux locaux	17
Le milieu aquatique	17
L'air ambiant	19
Les contaminants primaires	19
Les contaminants secondaires	20
L'ambiance sonore	24
La sécurité	26
Les risques technologiques	26
L'émission de vapeur d'eau et la sécurité routière	34
Les retombées économiques	35
L'effet structurant de la centrale sur le développement du Parc industriel et portuaire de Bécancour	37
Chapitre 3 Les enjeux globaux du projet	41
Les oxydes d'azote en tant que polluants atmosphériques transfrontaliers	41
Les gaz à effet de serre	43
Les émissions de gaz à effet de serre de la centrale de cogénération à Bécancour	43
Le projet dans le contexte des émissions québécoises de gaz à effet de serre	46
Le projet dans le contexte du Protocole de Kyoto	47

Les sources d'alimentation en électricité	50
Le cadre juridique de l'approvisionnement	50
Les prévisions de la croissance de la demande en électricité au Québec.....	57
L'évolution de la disponibilité de l'énergie électrique au Québec.....	59
La comparaison de l'évolution de la demande et de l'offre après 2003	63
La pertinence du recours à une centrale de cogénération au gaz	63
L'énergie à l'heure des choix	88
Conclusion	93
Annexe 1 Les renseignements relatifs au mandat	97
Annexe 2 La documentation	103
Bibliographie	115

Liste des figures et des tableaux

Figure 1	La localisation du projet.....	5
Figure 2	Le système de cogénération à cycle combiné de la centrale projetée à Bécancour.....	7
Figure 3	Le niveau sonore généré par la centrale projetée en phase d'exploitation.....	27
Figure 4	Les principales zones d'impact des scénarios d'accidents.....	31
Figure 5	La croissance anticipée de l'offre et de la demande en électricité au Québec après 2003 A – L'énergie.....	65
	La croissance anticipée de l'offre et de la demande en électricité au Québec après 2003 B – La puissance	67
Figure 6	Les prix à terme du gaz naturel sur le <i>New York Mercantile Exchange</i>	71
Tableau 1	Les concentrations estimées des contaminants dans l'air ambiant à partir des résultats de l'étude de dispersion atmosphérique ainsi que les critères de référence.....	21
Tableau 2	Les zones d'impact maximal des pires scénarios d'accidents pour les matières pouvant représenter un risque à l'extérieur du périmètre de la centrale	29
Tableau 3	Les taux d'émission de gaz à effet de serre des nouvelles centrales au gaz proposées	45
Tableau 4	La comparaison des taux d'émission de gaz à effet de serre selon la filière de production d'électricité	45
Tableau 5	Les émissions de gaz à effet de serre au Québec, 1990-2001	47
Tableau 6	Les efforts de réduction au Québec selon différents scénarios de prévision.....	49
Tableau 7	Les impacts sur la demande en puissance et en énergie des projets industriels majeurs.....	58
Tableau 8	Les projets de production électrique en exploitation depuis peu, en cours de réalisation, en attente d'autorisation, à l'étude ou annoncés	61

Tableau 9	Le retour sur l'investissement énergétique des options de production d'électricité.....	74
Tableau 10	La création d'emplois et les investissements par unité d'électricité consommée, selon le secteur industriel	84

Liste des abréviations

μm	micromètre
$\mu\text{g}/\text{m}^3$	microgramme par mètre cube ($1 \times 10^6 \text{ g}/\text{m}^3$)
dB(A)	décibel pondéré selon l'échelle A
g/GJ	gramme par gigajoule
g/MJ	gramme par mégajoule
GWh	gigawattheure (10^9 wattheures)
kt/TWh	kilotonne par térawattheure
kV	kilovolt
kW	kilowatt
kW/m^2	kilowatt par mètre carré
kWh	kilowattheure (10^3 wattheures)
L_{eq}	niveau de bruit équivalent moyen sur une période donnée
m^3	mètre cube
m^3/a	mètre cube par an
m^3/h	mètre cube par heure
m^3/j	mètre cube par jour
M\$	million de dollars
Mt	million de tonnes
Mt/an	million de tonnes par an
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure

mg/l	milligramme par litre
PM _{2,5}	particules fines de diamètre inférieur à 2,5 µm
ppm	particule par million
t/an	tonne par an
t/h	tonne par heure
TWh	térawattheure (10 ¹² wattheures)

Composés chimiques

CO	monoxyde de carbone
CO ₂	dioxyde de carbone
COV	composés organiques volatils
éq. CO ₂	équivalent en dioxyde de carbone
H ₂ SO ₄	acide sulfurique
HNO ₃	acide nitrique
NH ₃	ammoniac
NO	monoxyde d'azote
NO ₂	dioxyde d'azote
NO _x	oxydes d'azote
O ₃	ozone

Introduction

En réponse à l'appel d'offres A/O-2002-01 d'Hydro-Québec, TransCanada Energy Ltd. propose de construire dans le Parc industriel et portuaire de Bécancour une centrale de production simultanée d'énergie électrique et thermique, aussi appelée centrale de cogénération. Le contrat d'approvisionnement en électricité entre Hydro-Québec et TransCanada Energy Ltd. découlant de cet appel d'offres a été approuvé par la Régie de l'énergie le 19 août 2003 (D-2003-159).

Dans le cadre de la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement, l'avis de projet a été transmis au ministre de l'Environnement le 13 juin 2002 et la directive du Ministre pour la réalisation de l'étude d'impact, le 21 juin 2002. Après que l'étude d'impact soumise par le promoteur eût été jugée recevable, le ministre de l'Environnement demandait au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE), le 29 septembre 2003, de préparer le dossier pour la période d'information et de consultation publiques comme le prévoit le *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement* [Q-2, r. 9]. Le BAPE a donc mis à la disposition du public le dossier du projet pendant 45 jours, soit du 7 octobre au 21 novembre 2003. Au cours de cette période, trois requêtes d'audience publique ont été adressées au ministre de l'Environnement.

Le 15 octobre 2003, M. Thomas J. Mulcair, ministre de l'Environnement, confiait au BAPE le mandat de tenir une audience publique concernant le projet de centrale de cogénération à Bécancour par TransCanada Energy Ltd. Ce mandat lui a été confié en vertu des articles 31.1 et suivants de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (L.R.Q., c. Q-2) qui prévoient pour certains projets une procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement faisant appel à la participation du public. Le mandat, d'une durée maximale de quatre mois, s'est amorcé le 17 novembre 2003.

Les deux parties de l'audience publique se sont déroulées dans la municipalité de Bécancour. Lors de la première partie, la commission a tenu trois séances publiques les 18 et 19 novembre 2003. La seconde partie de l'audience publique s'est tenue le 16 décembre 2003, pendant laquelle 22 mémoires ont été déposés dont 13 ont été présentés en séances publiques.

Le projet

Dans le Parc industriel et portuaire de Bécancour (figure 1), TransCanada Energy Ltd. propose de construire et d'exploiter une centrale de cogénération à cycle combiné pour produire de l'électricité et de la vapeur à partir de la combustion du gaz naturel. Le promoteur a signé un contrat de vente d'électricité avec la division Distribution d'Hydro-Québec en juin 2003 et, peu de temps après, des ententes avec les deux acheteurs de vapeur soit Norsk Hydro Canada inc. et la Société PCI Chimie Canada.

La centrale serait en mesure de fournir une puissance de base constante de 507 MW, auxquels pourraient s'ajouter 40 MW en livraison dite cyclable. Sur une base annuelle, la production d'électricité se situerait entre 4,1 et 4,5 TWh. Quant à la production de vapeur, elle se ferait au rythme d'environ 157 t/h, mais elle pourrait atteindre 256 t/h. Le rendement thermique net anticipé varierait de 60 % à 62 %¹.

Comme le montre la figure 2, le projet prévoit l'installation de deux turbines à gaz afin de produire de l'électricité. Il prévoit aussi l'installation d'un système de récupération de chaleur pour produire de la vapeur dont une partie servirait à actionner une autre turbine produisant également de l'électricité. C'est la présence de ces deux sortes de turbines qui fait du système de production énergétique de la centrale un « cycle combiné ».

Chacune des deux turbines à gaz aurait une puissance moyenne de 183 MW. Les gaz chauds s'échappant des turbines sont portés à une température encore plus élevée par des brûleurs d'appoint avant de pénétrer dans les chaudières de récupération. L'eau qui circule dans ces chaudières se transforme en vapeur, laquelle est dirigée vers une turbine de 167 MW. Une partie de la vapeur extraite de la turbine à vapeur serait acheminée aux deux clients industriels. La vapeur résiduelle serait condensée, et l'eau ainsi obtenue serait retournée vers les chaudières pour être de nouveau transformée en vapeur. Environ 85 % de la vapeur envoyée à Norsk Hydro et à PCI Chimie Canada serait retournée sous forme de condensat aux chaudières de récupération.

En cas d'arrêt des turbines à gaz, deux chaudières auxiliaires assureraient l'approvisionnement continu en vapeur à Norsk Hydro et à PCI Chimie Canada, dont les systèmes de production de vapeur ne seraient plus utilisés après la mise en

1. Les données fournies par TransCanada Energy Ltd. se réfèrent au pouvoir calorifique inférieur du combustible, soit la quantité totale d'énergie dégagée par unité de masse ou de volume du combustible, excluant la chaleur latente dans la vapeur d'eau formée par la combustion de l'hydrogène contenu dans le combustible.

service de la centrale. Chaque chaudière serait alimentée au gaz naturel et aurait une efficacité thermique nette d'environ 82 % pour une production de 113 t/h de vapeur.

L'emplacement du projet profite des infrastructures du parc industriel telles que routes d'accès, aqueduc, égout et poste d'électricité. La centrale requiert néanmoins d'autres infrastructures connexes comme une ligne de transport de l'électricité aux lignes à 230 kV reliant le poste Bécancour à l'usine de Norsk Hydro , une conduite de rejet des eaux usées vers celle de Norsk Hydro , une conduite d'approvisionnement en gaz de combustion pour l'usine de PCI Chimie Canada qui en extrait le CO₂ requis pour son procédé ainsi que des conduites acheminant la vapeur à destination et la ramenant sous forme de condensat.

Compte tenu de la capacité insuffisante de la conduite de gaz naturel existante qui alimente le Parc industriel et portuaire de Bécancour, la construction, par la Société en commandite Gaz Métro, d'une nouvelle conduite d'approvisionnement à partir du gazoduc principal de TransQuébec Maritimes serait également nécessaire. Ce projet fait l'objet d'une évaluation environnementale distincte mais il est également assujéti au processus public d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement. Au cours du présent mandat, ce projet a fait l'objet d'une période d'information et de consultation publiques.

Selon le calendrier de réalisation actuel, le promoteur espère amorcer les travaux dès l'automne de 2004 afin d'effectuer la mise en service des installations en septembre 2006. Les dépenses d'immobilisations requièrent un investissement de 489,4 M\$ en dollars constants de 2003, excluant l'inflation et les intérêts. Quant aux dépenses annuelles d'exploitation, elles ont été estimées à 257 M\$. Ces montants ne comprennent pas les coûts associés au branchement de la centrale à la conduite actuelle de gaz, à l'installation d'une nouvelle conduite sous-fluviale pour accroître la capacité du réseau de Gaz Métro et à la construction d'une ligne d'attache au réseau d'Hydro-Québec.

Le cadre d'analyse

Dans son rapport, la commission examine le projet de centrale de cogénération à Bécancour par TransCanada Energy Ltd. en appliquant la notion d'environnement retenue par les tribunaux supérieurs, laquelle englobe les aspects biophysique, social, économique et culturel.

La production d'énergie au moyen de l'aménagement d'un nouvel équipement se doit d'être évaluée au regard des principes qui sous-tendent le développement durable.

Les principes qui ont particulièrement guidé la commission dans son analyse du projet visent notamment :

- la satisfaction des besoins essentiels des communautés et l'amélioration de leur niveau de vie ;
- l'équité entre les personnes, les générations et les régions ;
- la recherche d'une approche responsable et respectueuse de l'environnement ;
- la mise en place de mesures législatives et administratives efficaces ;
- la réalisation de bilans écologiques nationaux ;
- la modification des comportements, des modes de production et des habitudes de consommation vers des approches plus respectueuses de l'environnement ;
- l'application des principes de précaution, de prévention et de compensation ;
- l'accessibilité pour tous à l'information.

La commission examine dans son rapport en quoi le projet est justifié, en mettant en relief, à compter de 2003, l'équilibre entre la demande et les nouvelles productions d'énergie électrique ainsi que les efforts qui sont déployés pour assurer une gestion responsable de cette demande.

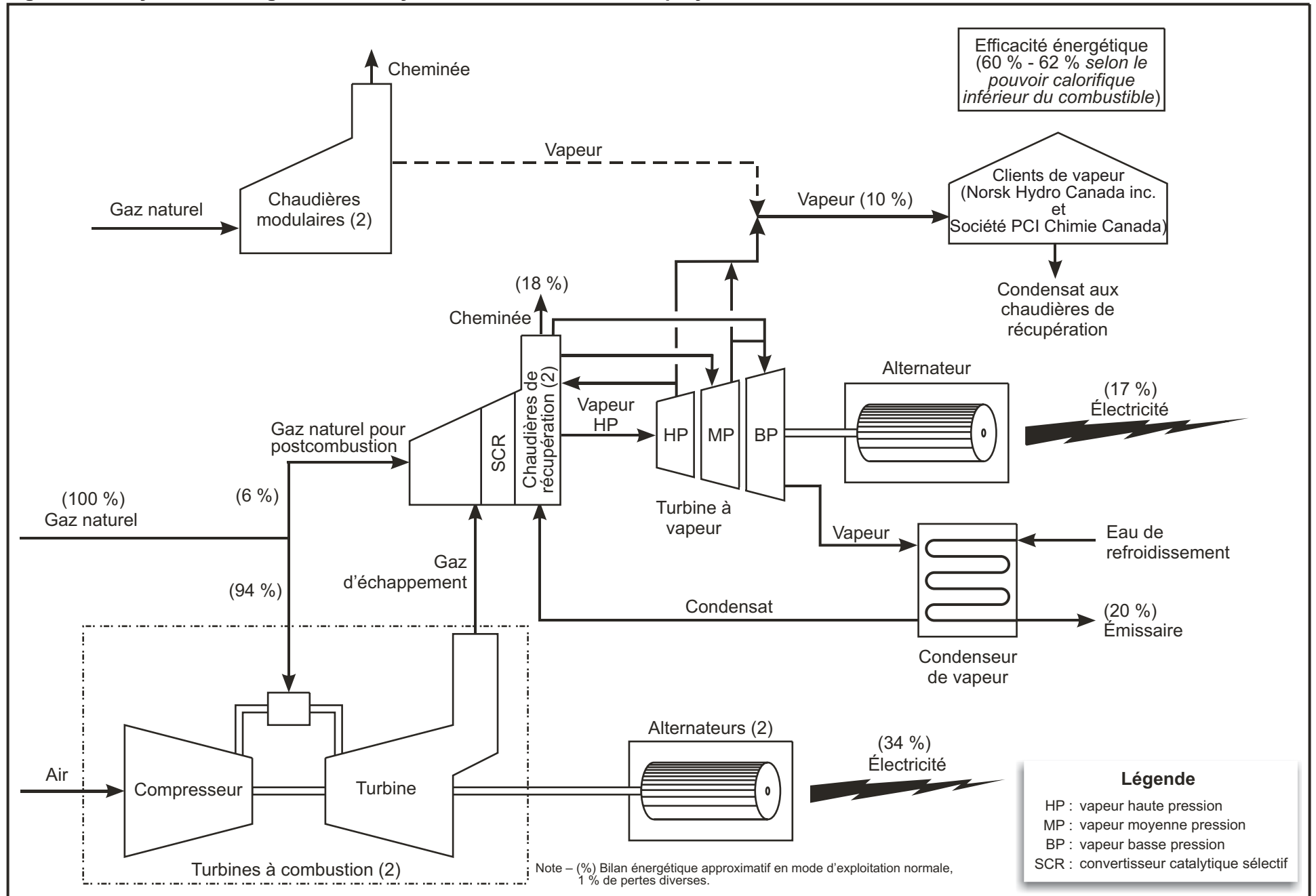
La commission est également préoccupée par les engagements du Québec et du Canada à l'égard des gaz à effet de serre et des polluants transfrontaliers. Elle examine ainsi le projet sur la base de ces engagements.

Figure 1 La localisation du projet



Sources : adaptée de la carte de la ville de Bécancour [en ligne (12 janvier 2004) : www.becancour.net/media/CarteBeca.pdf] et de PR3.2, figure 1.

Figure 2 Le système de cogénération à cycle combiné de la centrale projetée à Bécancour



Sources : adaptée de DA13 et de PR5.1, annexe 2, p. A2-4.

Chapitre 1 **Les préoccupations et les opinions des participants**

L'audience publique a donné l'occasion à plus d'une vingtaine de groupes, d'organismes et de citoyens d'exprimer leurs points de vue. Les préoccupations et les opinions ont été regroupées en quatre sections : les considérations économiques, l'énergie électrique, les gaz à effet de serre et les autres considérations.

Les considérations d'ordre économique

Face à l'exploitation d'une centrale de cogénération à Bécancour, quelques interventions ont porté sur le risque financier rattaché à l'imprévisibilité des coûts du gaz naturel et sur le peu de retombées économiques pour le Québec qui ne produit pas le combustible ni le matériel spécialisé requis par ce type d'installation (M. Claude Dupuis, DM11, p. 1 et 3 ; Comité écologique d'urgence rurale de Bécancour, DM18.1, p. 5). En contrepartie, l'ensemble des participants appuyant le projet ont fait valoir l'apport positif qu'il constituerait sur le plan économique.

Jetant un regard à l'échelle du Québec, certains s'inquiètent des risques liés à la faible marge de manœuvre qu'aurait Hydro-Québec dans un avenir rapproché, compte tenu de ses prévisions indiquant que la demande d'électricité croîtrait à un rythme plus rapide que sa production. L'Association de l'industrie électrique du Québec croit donc qu'« il est important de respecter l'échéancier prévu en ce qui concerne le processus d'autorisation du projet de Bécancour » puisque « tout retard pourrait obliger Hydro-Québec Distribution à recourir à l'importation, voire même à des moyens plus draconiens pour diminuer la consommation de pointe, comme le délestage sélectif ». Elle craint également qu'en faisant davantage appel à l'importation le Québec se rende « vulnérable à la volatilité des prix, sans compter le risque de panne sur les réseaux de transport limitrophes » (DM10, p. 3 et 4). Les Manufacturiers et exportateurs du Québec, qui désirent bénéficier d'un approvisionnement énergétique fiable et suffisant à un prix stable et compétitif, considèrent également qu'Hydro-Québec doit nécessairement augmenter sa capacité de production pour répondre à cette demande croissante d'électricité au Québec et profiter des possibilités offertes sur les marchés extérieurs (DM15, p. 5, 13, 16 et 17).

À l'échelle de la région, l'importance des emplois liés à la construction et à l'exploitation de la centrale a été soulignée par l'Association de la construction du Québec, région Mauricie–Bois-Francs–Lanaudière, qui rappelle par ailleurs que la

Mauricie connaît l'un des plus hauts taux de chômage au Québec (DM19, p. 6 à 8). Le Centre local de développement de la MRC de Bécancour, avec qui le promoteur a signé une entente de service, estime aussi que le projet aurait des retombées notables en matière d'emplois et représenterait un apport significatif à l'économie de la communauté (DM2, p. 3 et 4). C'est également l'avis de la Société du parc industriel et portuaire de Bécancour pour qui, en outre, l'arrivée d'un producteur de vapeur et l'augmentation de la capacité de distribution du gaz naturel sont de nature à favoriser l'arrivée de nouvelles entreprises et le développement du Parc industriel et portuaire de Bécancour (DM5, p. 1 et 2). Pour sa part, Gaz Métro fait remarquer que le prolongement du gazoduc nécessiterait un investissement important et que la nouvelle conduite s'avérerait « un atout majeur de développement économique non seulement pour le Parc industriel et portuaire de Bécancour, mais également pour la région » (DM14, p. 5).

Enfin, les clients de vapeur Norsk Hydro et PCI Chimie Canada ont expliqué comment le projet de cogénération de TransCanada Energy Ltd., en réduisant une partie de la facture énergétique qu'ils doivent assumer, constituait un avantage non négligeable pour consolider leur viabilité : « Il faut noter que plus de 60 % de la capacité des chlor-alcalis en Amérique du Nord jouit de coûts inférieurs provenant de la cogénération. L'importance de ce projet est donc primordiale pour PCI Chimie Canada afin de demeurer concurrentiel sur le marché nord-américain » (DM4, p. 2). Dans son mémoire, Norsk Hydro précise :

La fourniture de vapeur à Norsk Hydro par l'usine de cogénération de TCE [TransCanada Energy Ltd.] à Bécancour à un prix significativement inférieur aux coûts actuels de production ne suffira pas à elle seule à réduire l'écart avec la compétition chinoise, mais elle doit être considérée comme un des éléments importants du plan d'amélioration de notre structure de coûts nécessaire pour assurer la viabilité de notre usine de Bécancour.
(DM12, p. 4)

L'énergie électrique

La demande en électricité

Contrairement à ceux qui ont fait valoir l'apport positif du projet sur le plan économique, plusieurs participants s'interrogent sur la pertinence de nouvelles installations de production d'électricité, et ce, même s'il s'en trouve qui ne conteste pas le fait que la demande énergétique puisse progresser :

Dans une société où la surconsommation est constamment valorisée [...] il n'est pas surprenant que l'on assiste à une augmentation de la demande d'énergie [...].

Une réévaluation de notre production énergétique ne serait pas complète sans considérer ce contexte sociétal où la croissance de la production et de la consommation est presque louangée quotidiennement.
(Environnement Jeunesse, DM13, p. 7)

Pour Environnement Jeunesse, comme pour le Conseil régional de l'environnement du Centre-du-Québec, le Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec, l'Union québécoise pour la conservation de la nature, l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies Énergétiques, on se doit de miser d'abord sur les économies d'énergie et l'efficacité énergétique afin de réduire à la source notre demande actuelle et future en électricité. Le Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec demande d'ailleurs au BAPE « de recommander avec fermeté au gouvernement du Québec qu'il mette en place un vaste chantier en efficacité énergétique » (DM16, p. 13). À titre d'exemple, Mouvement Au Courant met en évidence les gains énergétiques encore sous-exploités dans le secteur de la construction résidentielle :

C'est honteux, dans l'actuel boom de construction, qu'on utilise toujours des normes vétustes. Selon les chiffres de l'Agence, en parlant uniquement des environ 25 000 maisons construites annuellement, l'économie d'électricité serait de 0,17 TWh par année si elles étaient bâties selon la norme Novoclimat et de 0,25 TWh pour R-2000.

Le problème est qu'une fois bâties, ces nouvelles maisons vont surconsommer pour des décennies avant d'éventuelles rénovations pour améliorer leur performance. Si on a commencé à respecter la norme R-2000 pour 2003, en trois ans, soit à la fin de 2005, on aurait, par cette seule mesure, dépassé la cible de 0,7 TWh qu'Hydro-Québec a fixée pour son « ambitieux » *Plan global en efficacité énergétique 2003-2006*.
(DM21.1, p. 1)

De son côté, le Conseil régional de l'environnement du Centre-du-Québec reproche à Hydro-Québec de ne pas suffisamment investir en efficacité énergétique :

[...] les efforts d'Hydro-Québec en matière d'efficacité énergétique n'ont cessé de diminuer depuis 1992. Une comparaison des dépenses en efficacité énergétique de plusieurs États américains montre que le Québec traîne loin derrière. À titre d'exemple, le Connecticut et le Massachusetts consacrent 3 % de leurs revenus de ventes d'électricité à l'efficacité énergétique, tandis que le Québec en consacre seulement environ 0,03 %.
(DM6, p. 17)

Ciblant aussi la justification du projet sur la base de la demande énergétique, Mouvement Au Courant a plutôt mis l'accent sur la relation directe avec une décision gouvernementale portant sur un projet industriel :

[...] ce projet est sur la table puisque le gouvernement précédent a offert un bloc de 500 MW à l'aluminerie Alouette pour livraison au début de 2006 (DB28,

décret 1143-2002). Hydro-Québec Distribution a donné suite à cet ajout subit à la prévision de la demande en augmentant de 600 MW à 1 200 MW son premier appel d'offres [...] Pour nous, le lien est direct : pas de bloc de 500 MW, pas besoin du projet Bécancour [...] Nous nous demandons jusqu'à quel point le gouvernement a analysé les conséquences de sa décision [...].
(DM21, p. 2)

D'autres participants se sont également élevés contre cette façon d'agir :

[...] le Conseil régional de l'environnement du Centre-du-Québec considère inacceptable de justifier un projet de centrale thermique afin de répondre à un accroissement de la demande en électricité lorsque cette augmentation découle en grande partie d'un engagement gouvernemental visant à approvisionner en électricité un projet industriel. Ce type de gestion énergétique obéit de façon prioritaire aux engagements politiques et à des critères économiques sans respecter le principe du développement durable.
(DM6, p. 9)

Nous demandons aux politiciens de cesser de promettre des 500 mégawatts par ici et par là pour les industries, à moins que cette énergie ne soit déjà disponible par des sources d'énergies renouvelables et naturelles.
(M^{me} Noëlla Rheault, DM7)

Le choix de la filière de production

L'Association québécoise du gaz naturel (DM22, p. 3, 4 et 5) et Gaz Métro (DM14, p. 6 et 7) soutiennent que des économies d'électricité pourraient être faites en favorisant l'efficacité énergétique. Ils proposent à cet effet que soit directement utilisé le gaz naturel pour le chauffage des espaces et de l'eau, ce qui permettrait d'optimiser les avantages offerts par chaque filière énergétique. Ils sont néanmoins d'avis qu'il est nécessaire de répondre rapidement à la demande en énergie électrique de court terme et qu'à cet égard la cogénération à l'aide du gaz naturel constitue une solution de choix. L'Association de l'industrie électrique du Québec est également convaincue que le temps presse et reconnaît, malgré sa préférence pour la filière hydroélectrique, « que nous sommes bien obligés de recourir à la filière thermique malgré ses inconvénients ». Elle indique par ailleurs que la centrale ferait « appel aux technologies les plus modernes et les plus performantes sur le plan environnemental comme sur celui du rendement énergétique » (DM10, p. 3, 4 et 5). Quant aux possibilités d'approvisionnement à partir des réseaux voisins, les Manufacturiers et exportateurs du Québec font remarquer que, le cas échéant, « une nouvelle centrale électrique au charbon pourrait voir le jour en Ontario ou aux États-Unis, par exemple, ce qui serait désavantageux pour le Québec tant d'un point de vue économique que d'un point de vue environnemental » (DM15, p. 15). Un citoyen affirme pour sa part qu'un portefeuille de sources d'énergie différentes favorise la sécurité énergétique et qu'en l'occurrence le projet de TransCanada Energy Ltd.

s'avérerait un bon moyen pour Hydro-Québec de diversifier sa production d'électricité (M. Louis Charest, DM3, p. 3).

Malgré ces arguments, ils ont été nombreux à faire ressortir les écueils d'un tel projet et, de façon générale, des reproches ont été adressés au gouvernement du Québec et à sa société d'État :

Partout dans le monde, la production d'électricité à partir d'énergie fossile est pointée du doigt en raison de ses multiples désavantages sur le plan économique, environnemental et social. Il est donc tout à fait étonnant que le processus légitime de développement énergétique du Québec encourage le développement de cette filière malgré sa liste impressionnante de faiblesses. (Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec, DM16, p. 9)

Les orientations d'Hydro-Québec s'éloignent de plus en plus du concept de développement durable puisque la société d'État ne tient pas compte des coûts environnementaux reliés aux différentes filières énergétiques dans sa stratégie d'approvisionnement. (Conseil régional de l'environnement du Centre-du-Québec, DM6, p. 19)

Plusieurs participants ont d'ailleurs profité de l'audience publique pour réclamer un débat public permettant de mettre à jour la Politique énergétique du Québec et la révision du cadre législatif régissant la Régie de l'énergie et Hydro-Québec afin d'établir de nouvelles règles qui, selon eux, respecteraient davantage le bien commun. De son côté, un citoyen opine que tout projet comme celui de TransCanada Energy Ltd. va à l'encontre des objectifs de la Politique et devrait être rejeté tant et aussi longtemps qu'une concertation des différents organismes dans le domaine énergétique au Québec ne dictera pas de façon unanime les règles d'engagement des différentes filières (M. Claude Dupuis, DM11, p. 4).

De façon particulière, six organismes considèrent que le projet, présenté sous l'angle d'un procédé de cogénération, est en réalité un projet de centrale thermique au gaz puisque sa raison d'être est d'abord et avant tout de vendre de l'électricité de source thermique à Hydro-Québec et ensuite de vendre la vapeur résiduelle à Norsk Hydro et PCI Chimie Canada. Or, brûler du combustible fossile pour produire essentiellement de l'électricité constitue à leurs yeux une grave perte d'efficacité. Il s'agit du Conseil régional de l'environnement du Centre-du-Québec, du Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec, de l'Union québécoise pour la conservation de la nature, de l'Association québécoise contre la pollution atmosphérique, de Stratégies Énergétiques et de Mouvement au Courant. Ce dernier, sur la base du projet du Suroît initialement présenté par Hydro-Québec, ajoute que la centrale proposée, avec une efficacité globale de 60 %, ne

serait guère plus performante que celle de la centrale purement thermique du Suroît, avec une efficacité de 58 % (DM21, p. 3).

Pour sa part, la Direction de santé publique de la Régie régionale de la santé et des services sociaux de la Mauricie et du Centre-du-Québec s'est inquiétée des conséquences engendrées par les changements climatiques causés en bonne partie par les gaz à effet de serre d'origine anthropique, et de l'effet d'entraînement qu'aurait la venue d'une centrale de cogénération à Bécancour qui émettrait elle-même une quantité importante de ces gaz :

Le projet [...] représente quatre fois la quantité actuelle de GES engendrée par la production électrique au Québec [...] Pris un à un les projets thermiques de production d'électricité peuvent sembler peu influents sur la qualité de l'environnement et de la santé en comparaison de leur incidence économique locale. Toutefois, il nous apparaît clair que l'acceptation d'un de ces projets engendrera un biais favorable à l'émergence d'autres projets du même type. Or la marge de manœuvre globale est inexistante. Nous avons donc l'obligation, comme société, d'évaluer le coût environnemental et sociosanitaire véritable d'un virage thermique de la production d'électricité.
(DM8, p. 22 à 24)

D'autres ont montré leur préférence pour que le Québec favorise le développement des filières émergentes comme l'énergie éolienne, l'énergie solaire et l'énergie géothermique, d'autant plus que certaines d'entre elles pourraient être avantageuses en matière de création d'emplois (Conseil régional de l'environnement du Centre-du-Québec, DM6, p. 5, 15, 17 et 18 ; M^{me} Noëlla Rheault, DM7, p. 3 ; M^{me} Brigitte A. Leblanc, DM9, p. 2 ; Environnement Jeunesse, DM13, p. 7 ; Union québécoise pour la conservation de la nature, DM17, p. 12 ; Comité écologique d'urgence rurale de Bécancour, DM18.1, p. 4 à 7 ; Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies Énergétiques, DM20, p. 10). Et selon le représentant de Stratégies Énergétiques, il ne faudrait pas exclure, en cas de manque à combler temporaire, la possibilité de recourir à l'achat d'électricité de réseaux voisins (M. Dominique Neuman, DT4, p. 39 et 40).

Les gaz à effet de serre

Des organismes voués à la protection de l'environnement se sont insurgés contre l'éventualité d'une augmentation des émissions de gaz à effet de serre par l'utilisation de gaz naturel à la centrale de cogénération à Bécancour. Ils affirment à cet effet :

Le projet de centrale de cogénération à Bécancour entraîne des impacts environnementaux importants, particulièrement en ce qui concerne l'émission de gaz à effet de serre (augmentation de 1,7 % des émissions totales du Québec), ce qui aura pour effet d'annuler le progrès accompli au Québec dans ce domaine

depuis plus de dix ans et de ternir l'« image de marque » du Québec en matière de production d'énergie.

(Conseil régional de l'environnement du Centre-du-Québec, DM6, p. 19)

Le projet de TransCanada Energy, s'il est réalisé, ne ferait pas que compliquer le travail que nous devons accomplir collectivement pour réduire les GES d'ici l'an 2012 (selon le Protocole de Kyoto), il constituerait un boulet permanent aux pieds des représentants du Québec et du Canada lorsque ceux-ci s'attelleront à la tâche de négocier des objectifs de réduction supplémentaire.

(Union québécoise pour la conservation de la nature, DM17, p. 8)

[...] le Protocole de Kyoto, avec l'objectif de réduire de 6 % sous le niveau de 1990, ne représente que la première période d'engagement dans le contexte plus large de la Convention-cadre sur les changements climatiques adoptée à Rio en 1992. En effet, il faut réaliser que nous devons aller bien au-delà [...] si nous voulons être en mesure de réguler le climat de façon à assurer un avenir aux générations futures.

(Environnement Jeunesse, DM13, p. 5)

Pour l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et l'organisme Stratégies Énergétiques, il importe également de réaliser que le promoteur ne considère que les impacts en territoire québécois liés à la combustion du gaz naturel dans son projet. Cette façon de faire passe sous silence les émissions associées à l'extraction, au raffinage et au transport du gaz qui proviendrait de l'Ouest canadien et ferait en sorte d'exclure un 20 % supplémentaire aux émissions de GES prévues à Bécancour (DM20, p. 5, 6 et 7).

Enfin, le Comité écologique d'urgence rurale de Bécancour estime que la quantité de GES qui seraient rejetés dans l'atmosphère par la centrale de Bécancour est du même ordre de grandeur que celle du projet de la centrale du Suroît à Beauharnois. Pour lui, il n'y a d'ailleurs pas de grandes différences entre le projet de TransCanada Energy Ltd. à Bécancour et celui d'Hydro-Québec à Beauharnois (DM18.1, p. 2, 3 et 6 ; DM18.2, p. 1).

Les autres considérations

Mouvement Au Courant a dénoncé le fait que la construction d'une nouvelle conduite de gaz pour approvisionner la centrale ait été évaluée indépendamment, malgré le lien direct entre le projet de Gaz Métro et celui de TransCanada Energy Ltd. (DM21, p. 4). Le Conseil régional de l'environnement du Centre-du-Québec déplore de la même façon ce morcellement dans le processus d'évaluation environnementale, tout en précisant que, « si le combustible nécessaire au fonctionnement de la centrale

était transporté par camion ou par train, on aurait tenu compte des impacts de ce transport dans l'analyse du projet » (DM6, p. 10 et 11).

La Direction de santé publique de la Régie régionale de la santé et des services sociaux de la Mauricie et du Centre-du-Québec a mis en évidence qu'advenant la réalisation du projet il y aurait une augmentation d'environ 8 % des particules en suspension émises par le Parc industriel et portuaire de Bécancour. À son avis, il est difficile de prévoir comment cette augmentation en tonnage se refléterait sur la concentration dans l'air mais l'organisme a tenu à souligner « que toute augmentation locale de particules nous rapproche des seuils où des effets sur la santé sont démontrés » (DM8, p. 21 et 22).

Chapitre 2 **Les effets environnementaux locaux**

La commission examine ici le projet sous l'angle des enjeux locaux qu'il soulève. Les aspects qui sont analysés concernent le milieu aquatique, l'air ambiant, l'ambiance sonore, la sécurité et les retombées économiques.

Le milieu aquatique

Les rejets liquides de la centrale proviendraient des purges périodiques de la tour de refroidissement et des chaudières de récupération, de l'effluent de l'unité de filtration, de l'effluent de l'unité de neutralisation et des eaux de lavage de certaines pièces d'équipement. En moyenne, leur débit horaire totaliserait 79,2 m³ en hiver et 89 m³ en été, soit quelque 2 017 m³/j sur une base annuelle. Les eaux usées seraient acheminées au fleuve Saint-Laurent par l'entremise de la conduite existante de Norsk Hydro.

Les eaux du bassin de rétention, étape finale du traitement avant que l'effluent de la centrale soit dirigé vers l'émissaire de Norsk Hydro, contiendraient principalement du calcium, du magnésium, du sodium, du potassium, des sulfates, des chlorures, du chlore résiduel, des matières en suspension, du phosphore, des amines, de la morpholine, des huiles et des graisses².

Selon l'engagement du promoteur, les contaminants de l'effluent répondraient aux objectifs environnementaux de rejet déterminés par les experts du ministère de l'Environnement³. Ainsi, le Ministère définit les quantités tolérables de polluants qui peuvent être rejetés dans le but de protéger le milieu récepteur, notamment la santé humaine et les organismes aquatiques⁴.

La Direction de santé publique de la Régie régionale de la santé et des services sociaux de la Mauricie et Centre-du-Québec s'est néanmoins montrée préoccupée

2. PR5.1, p. 37, 39 et annexe 2, p. A2-37 et A2-38.

3. MM. Robert A. Auger et Daniel Tokateloff et M^{me} Stéphanie Hayes-Wilson, DT1, p. 36, 37 et 44.

Les objectifs environnementaux de rejet sont toutefois préliminaires parce que le ministère de l'Environnement pourrait devoir les réévaluer à la suite de contraintes d'assainissement ou d'une modification dans le choix des produits chimiques utilisés ou du débit de l'effluent (M^{me} Diane Gagnon, DT1, p. 39 et 40).

4. DB17, p. 3, 4 et 7 (tableau 1); M^{me} Diane Gagnon, DT1, p. 38 et 39.

par la présence de morpholine dans les eaux usées. TransCanada Energy Ltd. fait état, en effet, de la nécessité d'utiliser des additifs chimiques pour traiter l'eau des chaudières de récupération des centrales de cogénération à cycle combiné afin de prévenir la corrosion de leur circuit d'eau. Le promoteur compte utiliser deux additifs différents, dont l'un est surtout composé de morpholine⁵.

La Direction de santé publique souligne à cet égard que, selon l'Organisation mondiale de la santé, « la morpholine ne présente aucun risque toxique pour l'homme au niveau habituel d'exposition », mais que sa transformation en N-nitrosomorpholine, un cancérigène connu chez les animaux, est possible en condition environnementale et physiologique, par réaction de nitrosation entre la morpholine et les solutions aqueuses contenant des nitrites⁶.

L'Agence états-unienne de protection de l'environnement (EPA) recommande l'utilisation du critère des nitrosamines totaux pour contrôler les rejets de N-nitrosomorpholine et c'est à partir de ce critère que le ministère de l'Environnement a établi à 0,124 mg/l l'objectif préliminaire de rejet pour les nitrosamines à l'effluent de procédé de la centrale projetée⁷.

TransCanada Energy Ltd. fait mention que la morpholine est très volatile et que, en pratique, cette substance ne se trouverait qu'à l'état de trace dans l'eau de purge de la chaudière. L'étude d'impact révèle d'ailleurs que sa concentration à l'effluent serait bien en deçà de la concentration tolérable fixée par le Ministère. Le promoteur n'a toutefois pas évalué la quantité totale de N-nitrosomorpholine ou de nitrosamines qui serait potentiellement formée dans les réservoirs de traitement des eaux⁸.

- ◆ *La commission constate que l'usage de la morpholine dans les procédés industriels peut présenter un risque de contamination des organismes aquatiques par les N-nitrosomorpholine, un produit cancérigène. Elle invite le ministère de l'Environnement à évaluer des solutions de remplacement.*

5. PR5.1, annexe 2, p. A2-41.

6. DM8, p. 19.

7. DB17, p. 3 et 7 (tableau 1).

8. PR5.1, annexe 2, p. A2-41 ; PR5.3, p. 5 et 6.

L'air ambiant

Les contaminants primaires

Le projet est assujéti aux normes et aux critères d'émission fixant une limite à la quantité des principaux contaminants émanant d'une source ponctuelle et, selon l'étude d'impact, l'exploitation de la centrale se conformerait à de telles limites⁹.

En ce qui concerne les oxydes d'azote (NO_x), la centrale serait munie d'un système de réduction catalytique, assurant une concentration inférieure à la norme de 4 ppm prévue dans un projet de règlement modifiant le *Règlement sur la qualité de l'atmosphère* (version technique en date du 26 juillet 2002 et modifiée le 7 mai 2003)¹⁰. Le contenu en ammoniac dans les gaz évacués n'excéderait pas non plus la limite proposée de 5 ppm. Quant à l'oxyde de carbone (CO), l'information fournie par le promoteur suggère que l'efficacité de combustion serait telle que la concentration de CO des gaz rejetés serait de 14 ppm, au regard de la norme de 16 ppm du projet de règlement. Les émissions de matières particulaires seraient, pour leur part, bien en deçà de l'exigence actuelle du *Règlement sur la qualité de l'atmosphère* [Q-2, r. 20], soit 0,0061 g/MJ à l'alimentation par rapport à 0,2 g/MJ. En ce qui a trait à l'anhydride sulfureux, la centrale en émettrait 2,2 g/GJ d'énergie produite alors que le Conseil canadien des ministres de l'Environnement recommande à cet effet un niveau maximal de 800 g/GJ d'énergie produite.

Le projet est également assujéti aux normes sur la qualité de l'air ambiant puisque, pour évaluer l'impact des émissions atmosphériques, il ne suffit pas de les mesurer à la sortie des cheminées. Il faut également évaluer les changements de la qualité de l'air ambiant attribuables à cette source projetée d'émissions.

Le promoteur a donc simulé, à l'aide d'un modèle de dispersion atmosphérique reconnu par l'Agence états-unienne de protection de l'environnement (EPA) et par le ministère de l'Environnement, la contribution de la centrale projetée aux concentrations de contaminants dans l'air ambiant. Ce modèle, couramment utilisé pour l'évaluation des impacts des projets industriels, intègre les données relatives aux caractéristiques des sources d'émissions ainsi que les particularités climatiques et topographiques du milieu récepteur¹¹.

9. PR5.1, annexe 2, p. A2-32 et A2-33.

10. DB9.

11. PR3.1, p. 6-1 à 6-13 ; PR3.2, annexe H.

Le tableau 1 montre le pire cas prévu pour chacun des polluants visés, à un endroit donné, en additionnant à la valeur initiale dans l'air ambiant la contribution estimative de la centrale projetée au point d'impact maximal. Les résultats sont ensuite comparés aux normes ou aux critères en vigueur, ce qui permet d'évaluer les dépassements ou l'écart à combler avant que les concentrations des contaminants n'atteignent ces niveaux.

Pour les principaux contaminants, tous les résultats anticipés par les simulations au point d'impact maximal sont très inférieurs aux normes en vigueur ou aux critères du ministère de l'Environnement. La contribution du projet demeurerait inférieure à 4 % des normes ou critères, et ce, pour l'ensemble des paramètres. Pour les composés organiques toxiques, l'effet supplémentaire attribuable au projet serait également très faible avec une contribution maximale, obtenue pour le formaldéhyde, de 2,67 % du critère du Ministère.

Par ailleurs, il y aurait déjà à Bécancour un haut taux de matières particulaires, notamment au regard des particules respirables de diamètre inférieur à 2,5 µm, de même que des niveaux ambiants de benzène, d'acétaldéhyde et d'acroléine dépassant largement les critères du Ministère. Les concentrations de particules y seraient cependant similaires ou plus faibles que celles mesurées à Trois-Rivières. Les hauts niveaux de certains composés organiques en zones urbaines et périurbaines seraient dus notamment aux véhicules automobiles¹².

Les contaminants secondaires

La section précédente a présenté les résultats obtenus pour les concentrations de contaminants primaires, c'est-à-dire ceux qui seraient émis directement par la centrale. Or, certains de ces contaminants participeraient à la formation de contaminants dits secondaires, soit des composés qui se formeraient dans l'atmosphère par réaction entre le rayonnement solaire, les gaz précurseurs provenant de la centrale ainsi que les substances présentes dans l'air ambiant comme l'ozone (O₃), les composés organiques volatils (COV) et les gaz acides (H₂SO₄ et HNO₃). Une quantité supplémentaire d'ozone troposphérique, au sol, et de particules fines serait alors générée. Étant donné les temps de réaction relativement longs des contaminants précurseurs, les effets de ces derniers sur la concentration d'ozone et de particules fines secondaires se feraient toutefois sentir plus loin de la centrale.

12. PR3.1, p. 4-12 à 4-15 et 6-13 ; DQ5.1, note de service.

Tableau 1 Les concentrations estimées des contaminants dans l'air ambiant à partir des résultats de l'étude de dispersion atmosphérique ainsi que les critères de référence

Paramètre	Durée	Maximum des simulations ⁽¹⁾		Mesure maximale dans l'air ambiant ⁽²⁾			Total (pire cas) ⁽³⁾		Norme MENV	Critère MENV	
		(µg/m ³)	(% critère) ⁽⁴⁾	(µg/m ³)	Note	(% critère) ⁽⁴⁾	(µg/m ³)	(% critère) ⁽⁴⁾		(µg/m ³)	Note
LES PRINCIPAUX CONTAMINANTS	Monoxyde de carbone (CO)	1 h	32	0,10 %	5 100		15 %	5 132	15 %	34 000	35 000
		8 h	13	0,10 %	2 600		20 %	2 613	20 %	15 000	13 000
	Dioxyde d'azote (NO ₂)	1 h	15	3,7 %	100		25 %	115	29 %	414	400
		24 h	3,2	1,6 %	58		29 %	61	31 %	207	200
		1 an	0,14	0,14 %	14		14 %	14	14 %	103	100
	Dioxyde de soufre (SO ₂)	1 h	2,7	0,30 %	326		36 %	329	37 %	1 310	900
		24 h	0,57	0,20 %	109		38 %	110	38 %	288	300
		1 an	0,025	0,047 %	9		17 %	9	17 %	52	60
	Particules totales en suspension (PST)	24 h	2,9	1,9 %	93		62 %	96	64 %	150	--
		1 an	0,12	0,18 %	26		37 %	26	37 %	70	--
Particules respirables de diamètre inférieur à 10 µm (PM ₁₀)	24 h (max.)	2,9	--	43		--	46	--	--	--	
	24 h (P98)	1,17	2,0 %	37	P98 ⁽⁵⁾	62 %	38	64 %	--	60 P98	
	1 an	0,12	--	14		--	14	--	--	--	
Particules respirables de diamètre inférieur à 2,5 µm (PM _{2,5})	24 h	2,9	--	46		--	49	--	--	--	
	24 h (P98)	1,17	3,9 %	26	P98 ⁽⁵⁾	87 %	27	91 %	--	30 P98	
	1 an	0,12	--	7		--	7	--	--	--	
Ammoniac (NH ₃)	1 h	6,9	0,90 %	--		--	--	--	--	765 CUM ⁽⁶⁾	
	24 h	1,5	0,24 %	9,3		1,6 %	11	1,8 %	--	600 CUM ⁽⁶⁾	
	1 an	0,063	0,063 %	1,0		1,0 %	1,1	1,1 %	--	100	
Acide sulfurique (H ₂ SO ₄)	1 h	0,73	1,9 %	--		--	--	--	--	38 CUM ⁽⁶⁾	
	8 h	0,30	1,5 %	--		--	--	--	--	20 CUM ⁽⁶⁾	
	1 an	0,0066	--	--		--	--	--	--	--	
LES COMPOSÉS ORGANIQUES TOXIQUES	Acétaldéhyde	1 an	0,00039	0,08 %	1,3		260 %	1,3	260 %	--	0,5
	Acroléine	1 an	0,000062	0,31 %	0,035		175 %	0,035	175 %	--	0,02
	Benzène	24 h	0,0027	0,03 %	2,2		22 %	2,2	22 %	--	10
		1 an	0,00012	0,12 %	0,8		800 %	0,8	800 %	--	0,1
	Éthylbenzène	1 an	0,00031	0,00003 %	0,18		0,018 %	0,18	0,018 %	--	1 000
	Formaldéhyde	15 min	0,99	2,67 %	--		--	--	--	--	37
		1 an	0,0068	--	2		--	2	--	--	--
	Naphtalène	15 min	0,0018	0,0009 %	--		--	--	--	--	200
		1 an	0,000013	0,0004 %	0,1		3,3 %	0,10	3,3 %	--	3
	Hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP)	1 an	0,00000043	0,048 %	0,00012	Patinoire intérieure	13 %	0,00012	13 %	--	0,0009 ⁽⁷⁾
Toluène	1 an	0,0013	0,0003 %	0,96		0,24 %	1,0	0,24 %	--	400	
Xylènes	15 min	0,089	0,03 %	--		--	--	--	--	345	
	1 an	0,00062	0,0001 %	0,81		0,17 %	1	0,17 %	--	470	

- (1) Contribution de la centrale au point d'impact maximal à l'extérieur de la zone industrielle ou aux résidences à l'intérieur de la zone industrielle.
- (2) Concentration maximale mesurée sans la présence de la centrale :
- x À Bécancour, de 1999 à 2002 pour le CO, le SO₂, le NO₂, les PST et les PM₁₀, et de février 2002 à février 2003 pour les PM_{2,5} (MENV et Aluminerie ABI).
 - x Pour l'ammoniac, les valeurs retenues proviennent du Programme canadien de surveillance des aérosols acides (PCSAA) à Sutton (étés 92-93) et Egbert en Ontario (nord de Toronto, étés 92-94) (Environnement Canada).
 - x À Bécancour pour le benzène, le toluène, l'éthylbenzène, les xylènes, le naphtalène et les HAP, de juillet 1995 à août 1996 (MENV).
 - x À Sainte-Anne-de-Bellevue (ouest de Montréal) pour l'acroléine et l'acétaldéhyde (moyenne de 2001 et 2002) (Ville de Montréal).
 - x À Sainte-Françoise (milieu rural) pour le formaldéhyde, de 1993 à 1997 (Environnement Canada).
- (3) Concentration maximale projetée (avec la centrale), en additionnant chaque « mesure maximale dans l'air ambiant » au « maximum des simulations ».
- (4) Pourcentage par rapport au plus sévère de la norme ou du critère de qualité de l'air ambiant. Il est considéré comme norme la limite définie par règlement et comme critère, la limite que se donne le MENV pour évaluer les projets qui lui sont soumis.
- (5) 98^e centile. Le centile est la valeur de la variable au-dessous de laquelle se classent 1 %, 2 %, ...98 % ou 99 % des éléments d'une distribution statistique.
- (6) Territoire de l'ancienne Communauté urbaine de Montréal constituant maintenant la ville de Montréal.
- (7) Critère du MENV pour les HAP, exprimés en équivalent toxique par rapport au benzo (a) pyrène (B(a)P).

L'ozone troposphérique

Les NO_x et les COV sont les principaux précurseurs de l'ozone. L'ozone est formé par la destruction du NO₂ sous l'action des rayons solaires, le NO₂ étant lui-même produit à partir de l'oxydation par l'ozone du NO, un gaz qui serait émis par la centrale. Le NO réagit aussi avec des radicaux libres issus des COV, pour former du NO₂ producteur d'ozone.

À la demande du ministère de l'Environnement, le promoteur a estimé l'augmentation de la concentration horaire d'ozone à 3 km et 10 km de la centrale, et ce, sans tenir compte de la diminution éventuelle des sources de NO_x émanant actuellement des chaudières de Norsk Hydro et de PCI Chimie Canada. En ayant considéré un taux de conversion maximal du NO en NO₂ puis du NO₂ en O₃, les concentrations maximales horaires d'ozone supplémentaire ainsi calculées à 3 km et 10 km de la source varieraient respectivement de 1,5 à 4,5 µg/m³ et de 1,8 à 3 µg/m³. Les données obtenues sur une base quotidienne¹³ indiquent pour leur part que toutes les concentrations seraient inférieures à 1 µg/m³.

Ces résultats s'avèrent plutôt faibles par rapport à la norme horaire de l'ozone dans l'air ambiant (160 µg/m³) et permettent de croire que le projet n'entraînerait pas réellement d'épisodes supplémentaires de pollution par l'ozone et qu'il n'en influencerait pas la durée. Aussi, bien que les émissions de NO_x résultant du projet puissent contribuer localement à une légère augmentation des niveaux horaires d'ozone à un endroit donné, au même moment, la fermeture des chaudières de Norsk Hydro et PCI Chimie Canada entraînerait une baisse comparable des niveaux d'ozone à un autre endroit.

Les particules fines

Le système de réduction catalytique des NO_x par injection d'ammoniac abaisserait d'environ 70 % les émissions de ces contaminants et d'environ 20 % celles du SO₂, tous des précurseurs de particules fines dites secondaires. Il entraînerait cependant le rejet dans l'atmosphère d'ammoniac (NH₃) et d'acide sulfurique (H₂SO₄) qui constituent également des composés importants dans la formation de particules fines secondaires et qui pourraient en accélérer la production. Pour déterminer le taux d'émission maximal de particules fines de diamètre inférieur à 2,5 µm (PM_{2,5}), le promoteur a soumis différentes hypothèses de travail conservatrices qui ont permis d'évaluer une limite supérieure mais peu probable d'émission de ces contaminants¹⁴.

13. PR5.1, p. 34 et 35.

14. PR3.1, p. 6-15 et 6-16 ; DA13.

Le promoteur a par la suite déterminé le niveau ambiant initial des particules $PM_{2,5}$ en zone habitée en utilisant les données horaires disponibles à la station de Bécancour en 2002. En l'occurrence, la concentration maximale de $PM_{2,5}$ (98^e centile), sur une moyenne de 24 heures, atteindrait $31,6 \mu\text{g}/\text{m}^3$ dans le village de Bécancour et à proximité des résidences situées dans la partie est du parc industriel et portuaire. Cette valeur s'établirait toutefois à $27,6 \mu\text{g}/\text{m}^3$ en éliminant les résultats des trois jours fortement influencés par les incendies forestiers survenus au mois de juillet en Abitibi et à la Baie-James et à $26,4 \mu\text{g}/\text{m}^3$ si elle s'appuyait sur les relevés de février 2002 à février 2003¹⁵.

En tenant compte des contaminants primaires et secondaires ainsi que de la conversion totale des gaz précurseurs en particules fines, la contribution de la centrale en $PM_{2,5}$ (98^e centile) journaliers serait d'environ $1,4 \mu\text{g}/\text{m}^3$, une valeur insuffisante pour modifier les niveaux ambiants aux deux endroits considérés. Le promoteur indique en outre que, compte tenu des hypothèses de calcul, la contribution réelle de la centrale projetée serait de l'ordre de deux à dix fois inférieure aux résultats estimés¹⁶.

- ◆ *La commission constate que le projet de centrale de cogénération à Bécancour n'entraînerait pas d'effets supplémentaires significatifs ni sur la qualité de l'air ambiant ni sur la santé de la population environnante.*

L'ambiance sonore

Pour évaluer l'impact du projet sur l'ambiance sonore, le promoteur a fait des évaluations aux limites de sa propriété ainsi qu'à cinq points d'observation répartis dans la zone d'étude (figure 3). Les points P1 à P5 correspondent aux zones habitées environnantes, les plus proches se situant à environ 2 km de la centrale projetée¹⁷.

En phase d'exploitation, le ministère de l'Environnement fixe à 70 dB(A) le niveau de bruit équivalent moyen sur une période d'une heure L_{eq} (1 h) à ne pas dépasser en tous points de réception zonés à des fins industrielles selon le règlement de zonage de la municipalité. Le niveau de bruit équivalent moyen L_{eq} (1 h) à respecter en zone résidentielle est de 45 dB(A) le jour entre 7 h et 19 h et de 40 dB(A) la nuit entre 19 h et 7 h. Les autres valeurs à retenir sont de 55 dB(A) le jour et 50 dB(A) la nuit dans le cas d'un secteur récréatif. Ces dernières limites s'appliquent également pour une

15. DQ5.1, note de M. Michel Bisson ; DA15, p. 1.

16. PR3.1, p. 6-17 et 6-18 ; DA15, p. 2 et 4.

17. PR3.1, p. 4-56 à 4-64 et 6-38 à 6-46 ; PR3.2, annexe G.

habitation existante en zone industrielle et établie conformément aux règlements municipaux en vigueur. De son côté, la municipalité de Bécancour a adopté un règlement concernant les nuisances mais celui-ci, malgré qu'il contienne certaines dispositions relatives au bruit, n'a pas de critères propres à l'exploitation d'une industrie¹⁸.

TransCanada Energy Ltd. s'est engagée à ce que le bruit généré par la centrale ne dépasse pas 70 dB(A) aux limites de sa propriété, et ce, conformément aux exigences habituelles du ministère de l'Environnement. À cet égard, l'entreprise propose de sélectionner au besoin une tour de refroidissement moins bruyante, d'y ajouter des écrans sonores ou encore d'installer des silencieux aux entrées et sorties d'air de la tour de même que dans le système d'échappement des turbines à gaz. Elle s'est également engagée à effectuer des relevés sonores dans les premiers mois estivaux suivant la mise en service de la centrale pour en assurer la performance acoustique¹⁹.

Le tableau qui accompagne la figure 3 fait état des niveaux sonores projetés aux cinq points de mesure utilisés par le promoteur, avec un niveau maximal de 70 dB(A) pour le bruit qui proviendrait de la centrale. Selon ces estimations, il appert que, dans la majorité des cas, l'augmentation du niveau sonore serait à peine perceptible et qu'elle ne ferait pas en sorte que les critères du ministère de l'Environnement soient dépassés. Les personnes demeurant au 6815, chemin Louis-Riel ainsi qu'au 7575, rue Désormeaux seraient les plus touchées, bien que l'impact appréhendé demeurerait faible puisque le niveau sonore croîtrait d'un maximum de 3 dB(A).

- ◆ *La commission constate l'engagement de TransCanada Energy Ltd. à respecter, durant l'exploitation de la centrale, un niveau de bruit maximal de 70 dB(A) aux limites de sa propriété.*
- ◆ **Avis 1** — *La commission est d'avis que le projet de TransCanada Energy Ltd. aurait des répercussions négligeables sur le climat sonore des secteurs habités tant en zone résidentielle, industrielle que récréative, en autant que les mesures d'atténuation proposées par le promoteur soient mises en place.*
- ◆ **Avis 2** — *La commission est d'avis qu'un suivi de l'ambiance sonore devrait être effectué aux deux plus proches résidences de la centrale projetée, situées en zone industrielle, et qu'il y aurait lieu de leur accorder le même traitement que si elles se*

18. DB8 ; DB35.

19. PR3.1, p. 6-44, 6-45 et 8-4 ; M. Claude Chamberland et M^{me} Stéphanie Hayes-Wilson, DT3, p. 57 et 60.

situaient en zone résidentielle advenant une augmentation de plus de 3 dB(A) du niveau sonore.

La sécurité

Les risques technologiques

L'analyse des risques technologiques liés à la centrale de cogénération a pour but de circonscrire les accidents susceptibles de s'y produire, d'en évaluer les conséquences possibles et de juger de l'acceptabilité du projet en matière de risques technologiques. Elle sert également à élaborer des mesures de protection afin d'éviter les accidents potentiels ou de réduire leur fréquence et leurs conséquences.

Les scénarios d'accidents

Pour évaluer les risques technologiques, le promoteur s'est référé aux guides méthodologiques rédigés par le Conseil pour la réduction des accidents industriels majeurs et par le ministère de l'Environnement du Québec. Ces guides comportent, pour les matières entreposées, des listes de matières dangereuses avec des quantités seuils pour lesquelles des scénarios d'accidents doivent être définis. Les matières dangereuses nécessaires au fonctionnement de la centrale projetée n'excéderaient pas les quantités seuils des guides d'analyse de risques, sauf pour l'ammoniaque²⁰.

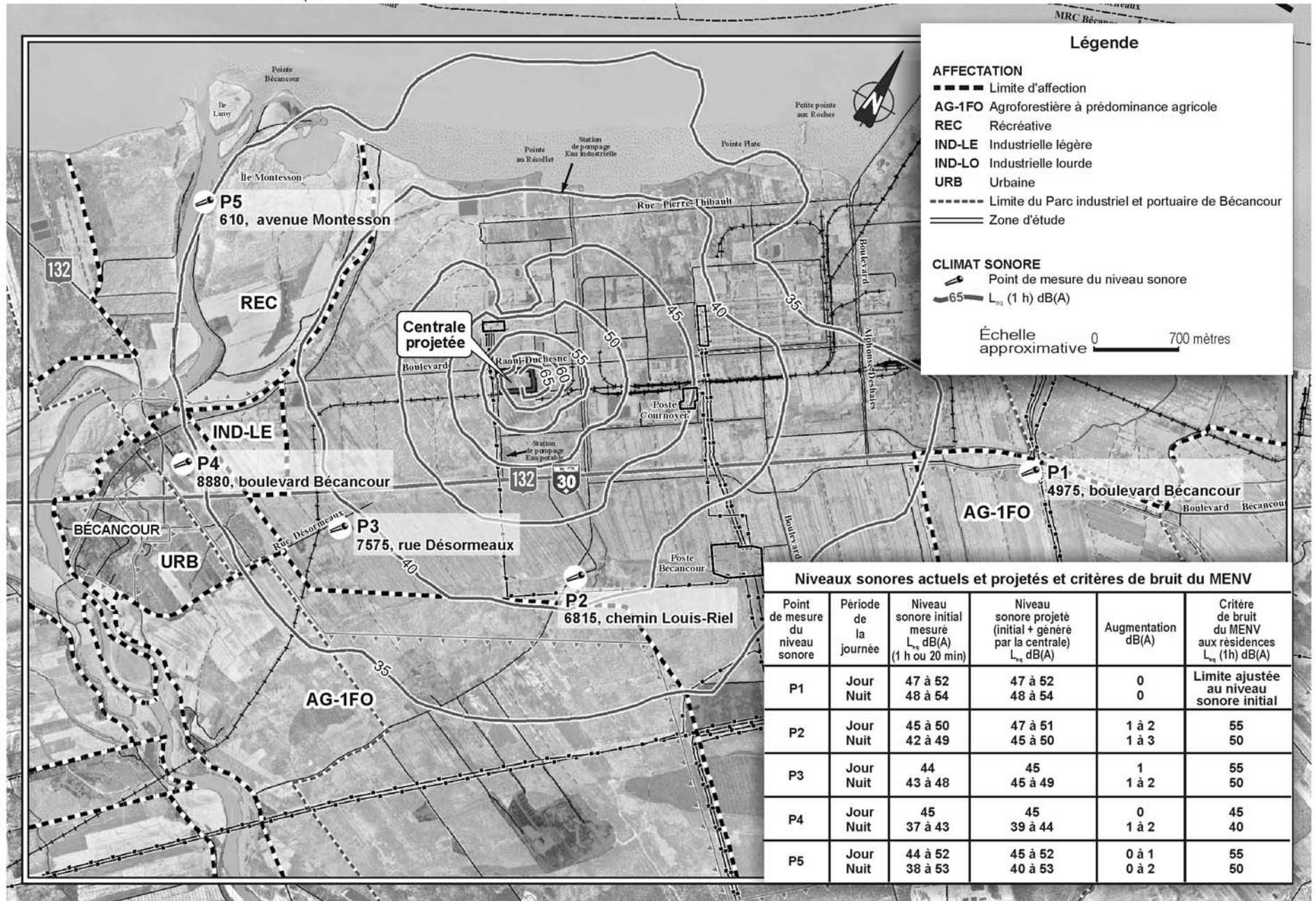
La centrale consommerait quelque 920 millions de mètres cubes de gaz naturel qui seraient acheminés directement par gazoduc, sans entreposage sur les lieux. Bien qu'il ne soit pas toxique, le gaz naturel est inflammable et explosif. Il constitue donc une matière dangereuse et pourrait causer directement ou indirectement un accident majeur à la centrale, pouvant se répercuter à l'extérieur de son périmètre. Le promoteur a donc retenu le gaz naturel, en plus de l'ammoniaque, pour établir des scénarios d'accidents dans son analyse de risques²¹.

Les conséquences physiques des scénarios d'accidents ont été simulées à l'aide d'un logiciel d'analyse de risques. Le tableau 2 présente la zone d'impact des pires scénarios d'accidents qui pourraient représenter un risque significatif à l'extérieur du périmètre de la centrale. La figure 4 illustre pour sa part les principales zones d'impact.

20. PR3.1, p. 7-26 ; DB16.

21. PR3.1, p. 7-20 à 7-22, 7-26, 7-29 et 7-30 ; PR3.2, annexe C ; PR5.1, p. 44.

Figure 3 Le niveau sonore (L_{eq} (1 h) dB(A)) généré par la centrale projetée en phase d'exploitation



Sources : adaptée de PR3.1, p. 6-46 ; PR3.2, figure 10 ; DA7, p. 7 ; DB8 ; DB24 et DB24.1.

Tableau 2 Les zones d'impact maximal des pires scénarios d'accidents pour les matières pouvant représenter un risque à l'extérieur du périmètre de la centrale

Matière	Matériel	Accident	Distance maximale pouvant occasionner des blessures (m)					
			Explosion ¹		Incendie ²		Vapeur toxique ³	
			6,9 kPa	2 kPa	5 kW/m ²	2,3 kW/m ²	ERPG2	ERPG1
Gaz naturel	Conduite d'alimentation principale	Rupture complète de la conduite extérieure	295	415	145	165	–	–
	Chaudière de récupération	Explosion dans une unité	260	650	n.d.	n.d.	–	–
Ammoniaque	Réservoir	Rupture du réservoir	–	–	–	–	250	680
	Conduite	Rupture de la conduite	–	–	–	–	260	705

- Surpression en kilopascal (kPa) pouvant être occasionnée par une explosion

6,9 kPa : seuil auquel un individu exposé pourrait subir des blessures causées par des éclats de verre ou par la chute d'objets ;

2,0 kPa : seuil correspondant à la limite maximale pour la projection de petits débris (explosion confinée seulement) et à des possibilités de dommages aux toits et fenêtres.
- Radiation thermique générée par un incendie en kilowatts par mètre carré (kW/m²)

5,0 kW/m² : niveau auquel un individu pourrait subir des brûlures au second degré après 40 secondes d'exposition ;

2,3 kW/m² : niveau correspondant au seuil de douleur après une exposition de 40 secondes.
- Seuils de vulnérabilité des vapeurs toxiques en ppm

ERPG2 : critère correspondant à la concentration maximale dans l'air à laquelle presque tous les individus peuvent être exposés jusqu'à une heure sans qu'il n'y ait d'effets sérieux ou irréversibles sur leur santé ou sans qu'ils n'éprouvent des symptômes qui pourraient les empêcher de se protéger ;

ERPG1 : critère correspondant à la concentration maximale dans l'air à laquelle presque tous les individus peuvent être exposés jusqu'à une heure sans qu'il n'y ait d'effets sur leur santé autres que des effets mineurs ou sans qu'ils ne perçoivent une odeur clairement définie.

Sources : adapté de PR3.1, p. 7-29 à 7-31 ; PR5.1, annexe 7-1, p. A7-3, A7-5 et A7-6 ; DA5, p. 7 et 8.

Les accidents liés au gaz naturel

Une explosion causée par le gaz naturel entraînerait une surpression résultant de l'onde de choc qui s'atténuerait avec la distance. Le promoteur a déterminé divers scénarios dont la zone d'impact s'étendrait au-delà du périmètre de la centrale. Le pire d'entre eux, évalué selon les hypothèses du « worst-case scenario » défini par l'Agence états-unienne de protection de l'environnement (EPA), est associé à une rupture complète de la conduite extérieure d'alimentation en gaz naturel. Comme l'indique le tableau 2, la zone d'impact maximal pourrait s'étendre jusqu'à 295 m pour les risques de blessures et à 415 m pour la projection de débris. Le deuxième scénario renvoie à une explosion de gaz naturel confiné dans une chaudière de récupération de chaleur. La zone d'impact maximal serait alors de 260 m pour les risques de blessures et de 650 m dans le cas de projection de débris. À noter que les zones d'impact découlant d'un tel scénario pour les chaudières modulaires qui, toutefois, ne fonctionneraient qu'occasionnellement seraient comprises à l'intérieur d'un rayon de 250 m.

Le tableau 2 montre également que les radiations thermiques lors d'un incendie majeur à la centrale ne représenteraient pas un risque important puisque la zone d'impact maximal serait de 165 m pour une radiation de 2,3 kW/m². Ces radiations thermiques seraient associées à un incendie occasionné par la conduite d'alimentation en gaz naturel²².

Les accidents liés à l'ammoniaque

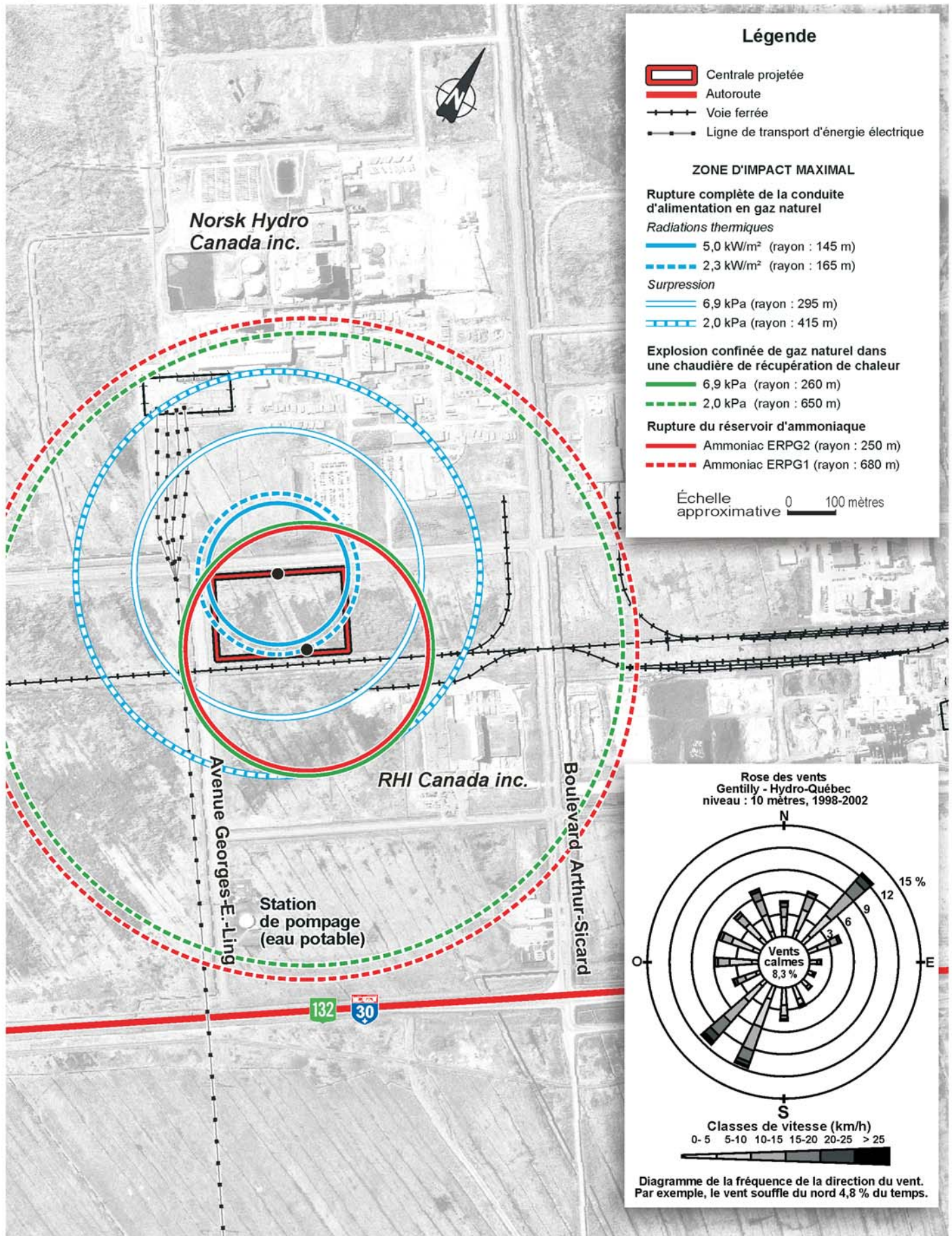
Les autres scénarios d'accidents pouvant représenter un risque à l'extérieur du périmètre de la centrale sont associés à l'ammoniaque (solution aqueuse) utilisée pour l'exploitation de la centrale. Un nuage toxique se forme lorsqu'il y a perte de confinement d'un produit toxique gazeux, ce qui est le cas des vapeurs d'ammoniac générées à la température et à la pression ambiante.

L'ammoniaque, à une concentration de 19 %, serait utilisée pour la réduction catalytique des oxydes d'azote. Une quantité totale de 75 m³ serait entreposée à l'intérieur d'un bâtiment, dans un réservoir pourvu d'une cuvette de rétention ayant la capacité de retenir tout le contenu du réservoir et dans laquelle seraient installées en permanence des balles flottantes. En cas de déversement, ces balles agiraient comme une barrière physique et thermique entre l'ammoniaque et l'air, de sorte que le taux d'évaporation serait considérablement réduit²³.

22. PR3.1, p. 7-29 à 7-33.

23. PR5.1, p. 55, réponse 153 et annexe 7-1, p. A7-1 ; M. Robert A. Auger, DT3, p. 18 et 19.

Figure 4 Les principales zones d'impact des scénarios d'accidents



Sources : adaptée de PR3.2, figures 13 et 14 ; PR3.2, volume 2, p. 124 et PR5.1, annexe 7-1, figure J.1.

Le promoteur a eu recours à un modèle de dispersion atmosphérique qui permet de connaître les concentrations des vapeurs d'ammoniac en fonction de la distance. Par ailleurs, il a utilisé le seuil de vulnérabilité de 150 ppm (ERPG2) afin de définir les zones d'impact du nuage toxique pour la planification du plan de gestion des risques, ce que recommandent normalement les guides de référence. Advenant la rupture du réservoir ou encore de la conduite d'alimentation en ammoniac, le rayon d'impact serait alors égal ou inférieur à 260 m (tableau 2). Pour le seuil de vulnérabilité de 25 ppm (ERPG1), la zone d'impact maximal pourrait s'étendre jusqu'à une distance de 705 m²⁴.

La gestion des risques

Sur la base de l'information fournie, la commission considère comme raisonnable l'approche méthodologique utilisée par le promoteur pour justifier les pires scénarios d'accidents qui ont été simulés pour la centrale. La représentante du ministère de l'Environnement à cet effet s'est également montrée satisfaite de l'analyse de risques qui a été déposée par le promoteur²⁵.

Malgré les exigences qui seraient imposées au promoteur au moment de la conception, de la construction et de l'exploitation de la centrale quant à l'élaboration des mesures de sécurité et malgré le fait qu'historiquement peu d'accidents aient été associés à ce type d'installation, il demeure que des risques subsistent et que le danger d'une défaillance mécanique ou humaine ne peut être complètement écarté. Le promoteur doit s'y préparer et le plan des mesures d'urgence doit être défini.

Le promoteur a déjà préparé un plan provisoire des mesures d'urgence, incluant un scénario d'intervention en cas de rupture du réservoir d'ammoniac²⁶. Il précise que la version finale se ferait en collaboration avec la municipalité de Bécancour, les ministères de la Sécurité publique et de l'Environnement, le Comité mixte municipalité-industries, la Société du parc industriel et portuaire de Bécancour, les industries établies à proximité de la centrale projetée et les organismes publics ou privés pouvant être intéressés. Le plan intégrerait les résultats de l'analyse de risques et serait harmonisé avec les autres plans d'urgence existants avant la mise en service de la centrale²⁷.

Par ailleurs, le risque de sinistre, notamment d'explosion ou d'incendie, soulevé par la présence d'une centrale au gaz naturel devrait être pris en considération dans le

24. PR5.1, annexe 7-1, p. A7-5 et A7-6.

25. M^{me} Marie-Claude Thériège, DT3, p. 21.

26. PR3.2, annexe K ; PR5.1, annexe 7-3.

27. PR3.1, p. 7-39 et 7-40 ; PR5.1, p. 55, réponses 151 et 152 ; M. Robert A. Auger, DT3, p. 21.

schéma de couverture de risques et le schéma de sécurité civile de la MRC élaborés conformément à la *Loi sur la sécurité incendie* (L.R.Q., c. S-3.4) et à la *Loi sur la sécurité civile* (L.R.Q., c. S-2.3).

- ◆ *La commission constate l'engagement du promoteur à compléter le plan des mesures d'urgence en collaboration avec les autorités compétentes, et ce, avant l'exploitation de la centrale proposée.*
- ◆ *La commission constate que les secteurs résidentiels et les habitations les plus rapprochées de la centrale de cogénération de TransCanada Energy Ltd. à Bécancour ne sont pas localisés dans les zones à risque de blessures ou de dommages en cas d'accidents associés au gaz naturel ou à l'ammoniaque.*
- ◆ **Avis 3** — *La commission est d'avis qu'il importe que tous les acteurs visés coordonnent et unissent leurs moyens pour mettre en place un programme efficace de gestion du risque, compte tenu qu'il subsiste une possibilité d'accidents majeurs associés au projet de TransCanada Energy Ltd.*

L'émission de vapeur d'eau et la sécurité routière

La combustion du gaz naturel et le refroidissement des eaux ayant servi à condenser la vapeur généreraient une quantité importante de vapeur d'eau qui serait émise dans l'atmosphère. Selon la production de la centrale et le niveau de refroidissement requis, ce serait entre 350 t/h et 625 t/h de vapeur qui s'échapperaient des cheminées. Sous certaines conditions météorologiques, le panache pourrait devenir saturé en vapeur d'eau et se condenser pour former un brouillard. Si le panache atteint le sol, il pourrait réduire la visibilité, favoriser en hiver la formation de glace sur la chaussée et ainsi nuire aux usagers de la route.

Le promoteur a évalué par modélisation les effets anticipés de la vapeur d'eau qui serait évacuée de la tour de refroidissement et en a déduit que les plus importants d'entre eux se manifesteraient à proximité du périmètre. Sur une période de cinq ans, la rue Georges-E.-Ling, à l'ouest, le boulevard Arthur-Sicard, à l'est, et le boulevard Raoul-Duchesne, au nord, subiraient respectivement 20, 12 et 10 épisodes de brouillard supplémentaires. Durant ce temps, un seul événement du genre serait susceptible de s'ajouter sur l'autoroute 30, au sud du périmètre²⁸.

Faisant suite à une préoccupation du ministère des Transports et en réponse à une demande de la commission, le promoteur a réalisé une évaluation comparative des

28. PR3.1, p. 6-48 et 6-49 ; PR5.1, annexe 4, p. A4-1 à A4-3.

techniques de réduction du panache de vapeur résultant de la tour de refroidissement. Parmi les types d'équipement qui s'offrent à lui, certains diminueraient le nombre et l'intensité des épisodes de visibilité réduite et de chaussée glissante. Ils seraient toutefois désavantagés du point de vue financier, énergétique ou de la flexibilité d'opération, ce qui amène le promoteur à proposer plutôt les mesures d'atténuation suivantes :

- l'installation d'une station météorologique sur les lieux, pour mesurer en continu les conditions de vent, de température et d'humidité et aider l'opérateur à optimiser les paramètres de fonctionnement de la tour de refroidissement ;
- l'installation, en bordure de l'autoroute 30, de panneaux activés par des senseurs d'humidité pour annoncer du brouillard potentiel²⁹.

◆ **Avis 4** — *La commission est d'avis que TransCanada Energy Ltd. doit s'assurer que la vapeur d'eau qui émanerait des cheminées ne diminue pas la sécurité des usagers du réseau routier aux environs de la centrale projetée. Des mesures d'atténuation pour garantir la sécurité routière aussi bien sur les rues environnantes que sur l'autoroute 30 devraient être mises en place à cet effet.*

Les retombées économiques

Le projet de centrale de cogénération à Bécancour par TransCanada Energy Ltd. requerrait un investissement de l'ordre de 500 M\$, en dollars constants de 2003, et générerait des dépenses d'exploitation annuelles d'environ 258 M\$.

Les retombées directes et indirectes du projet sont évaluées à l'échelle du Québec à 163 M\$ pendant la période de construction et à 16 M\$ par année au moment de l'exploitation³⁰. La part importante des importations dans les dépenses d'investissement, soit un peu plus de 65 %, comme dans les dépenses d'exploitation, soit au-delà de 90 %, explique le peu de retombées directes et indirectes que générerait le projet lorsqu'elles sont mises en relation avec les dépenses³¹. Il faut savoir que l'équipement spécialisé de ce type de centrale est importé tout comme le gaz naturel, l'intrant principal de la centrale. Lors de l'audience publique, TransCanada Energy Ltd. mentionnait à ce propos :

29. PR6, avis n° 9 ; DA3.

30. DA1, p. 19.

31. PR5.1, annexe 6, p. A6-1 à A6-3.

[...] tous les équipements spécialisés sont importés, malheureusement ils ne sont pas disponibles au Québec [...]. On ne parle pas seulement des gros équipements, mais même des équipements que j'appellerais intermédiaires, comme par exemple la tour de refroidissement, les grosses pompes [...].
(M. Daniel Tokateloff, DT2, p. 28 et 29)

Au moment de la période de construction, d'une durée estimée à 26 mois, le projet nécessiterait en moyenne l'emploi sur le chantier de 400 travailleurs dont le nombre pourrait atteindre 600 en période de pointe. TransCanada Energy Ltd. s'attend à ce que 90 % des emplois soient occupés par des travailleurs de la région³². Pour ce faire, elle compte sur l'expérience que son maître-d'œuvre a acquise dans la région et sur une entente qui a été convenue avec le Centre local de développement (CLD) de la MRC de Bécancour :

Nous avons alors fait une entente préliminaire avec le CLD selon laquelle toutes les fois qu'il y aura un appel d'offres qui sortira de chez nous, en même temps que les documents seront communiqués aux entrepreneurs retenus, sélectionnés, présélectionnés, le CLD aura une copie des appels d'offres et les mettra à la disposition des entrepreneurs locaux, donc des plus petits entrepreneurs qui pourront venir consulter les documents et se proposer aux entrepreneurs principaux qui auront été invités à soumissionner.

Alors nous avons une procédure que nous allons mettre au point avec le CLD.

Deuxièmement, en ce qui concerne les travailleurs eux-mêmes, il est évident que nous allons travailler à l'intérieur des règles de la construction du Québec ; donc c'est régi par un décret des procédures. Donc les entrepreneurs, soit locaux, soit en dehors de la région, mais essentiellement locaux, emploient des travailleurs spécialisés en utilisant les services des bureaux locaux d'emploi des syndicats, en fait. Alors que ce soit un contracteur, un entrepreneur local ou un entrepreneur de Montréal, par exemple, la grande majorité de ses employés, de ses travailleurs vont venir de la région ; ça fait partie des règles du décret de la construction, en fait.

Donc on prévoit, grâce à ça, avoir un très haut taux de travailleurs de la région travaillant sur le chantier.

(M. Daniel Tokateloff, DT2, p. 27 et 28)

En période d'exploitation de la centrale, l'entreprise prévoit offrir 20 emplois³³. L'incidence sur l'emploi que pourrait avoir l'arrêt de production de vapeur chez Norsk Hydro et chez PCI Chimie Canada est difficilement quantifiable pour le moment. Ces entreprises ont indiqué qu'il était prématuré de se prononcer sur cette question³⁴. Il n'est donc pas possible pour la commission d'évaluer le nombre d'emplois net qui seraient créés.

32. DA1, p. 19.

33. M^{me} Stéphanie Hayes-Wilson, DT1, p. 21.

34. DQ10.1 et DQ11.1.

Certains participants ont fait valoir que c'est bien peu d'emplois permanents créés lorsque ce résultat est comparé à ce que rapporterait un investissement du même ordre dans des projets d'efficacité énergétique :

[...] il est démontré que les investissements en efficacité énergétique entraînent la création de plus d'emplois que la construction de centrales électriques. Selon les chiffres du Bureau de la statistique du Québec (BSQ), entre autres, un million de dollars investis en efficacité énergétique génèrent 15,2 emplois-année contre 9 dans le cas d'un projet hydroélectrique, et à peine plus de 2 pour la centrale thermique de Bécancour. À titre de comparaison, si l'on investissait le même montant que TransCanada Energy Ltd. dans des programmes d'efficacité énergétique, c'est 7 fois plus d'emplois qui pourraient être créés, et ce, sans compter les emplois générés par la dépense des économies sur la facture (environ 12 emplois-année par million de \$ investis). (DM16, p. 10)

- ◆ *La commission constate que TransCanada Energy Ltd. a convenu d'une entente avec le Centre local de développement de la MRC de Bécancour visant à maximaliser à l'échelle régionale les retombées économiques de la construction de la centrale de cogénération à Bécancour.*
- ◆ **Avis 5** — *La commission est d'avis qu'à l'échelle du Québec les retombées économiques du projet de construction d'une centrale de cogénération à Bécancour par TransCanada Energy Ltd. sont peu élevées lorsqu'elles sont comparées à l'investissement initial et aux dépenses d'exploitation associées.*
- ◆ **Avis 6** — *La commission est d'avis que peu d'emplois permanents seraient créés par l'exploitation de la centrale de cogénération à Bécancour par TransCanada Energy Ltd. et que la filière efficacité énergétique pourrait être plus avantageuse à cet égard.*

L'effet structurant de la centrale sur le développement du Parc industriel et portuaire de Bécancour

L'énergie électrique que produirait la centrale de cogénération de TransCanada Energy Ltd. serait achetée en totalité par la division Distribution d'Hydro-Québec, tel que le prévoit le contrat qui la lie à TransCanada Energy Ltd. pour répondre, dès septembre 2006, à la prévision de la demande d'énergie électrique québécoise³⁵.

Le projet de centrale de cogénération de TransCanada Energy Ltd. a été conçu également pour satisfaire en vapeur les besoins de Norsk Hydro et de PCI Chimie Canada, toutes deux localisées dans le Parc industriel et portuaire de Bécancour.

35. M^{me} Sylvie Racine, DT2, p. 9.

Toute nouvelle demande de vapeur par d'éventuels clients serait subordonnée au respect des contrats actuels qui lient l'entreprise aux deux clients-vapeur et à Hydro-Québec³⁶. Un représentant du promoteur a d'ailleurs précisé :

Nous avons signé des contrats de vingt ans avec deux clients de vapeur dans le parc. Ces contrats comportent des clauses de maximum et de valeur moyenne de vente, et pour respecter les maximums, nous devons donc garder une capacité disponible pour répondre à ces clients.

[...]

Il serait difficile de satisfaire un nouveau client avec la centrale présente ; il faudrait possiblement modifier la centrale à ce moment-là.

[...]

Nos obligations avec Hydro-Québec seraient affectées si on devait donc augmenter la production de vapeur.

(M. Finn Greflund, DT2, p. 24 et 25)

Ainsi, la présence de cette centrale de cogénération dans le Parc industriel et portuaire de Bécancour ne pourrait pas servir son développement puisque l'énergie qui serait produite par TransCanada Energy Ltd. est déjà réservée à d'autres fins.

Par ailleurs, la vapeur qui serait vendue à Norsk Hydro et à PCI Chimie Canada le serait à un prix plus bas que celui qu'il leur en coûte pour la produire. Ces deux entreprises ont indiqué dans leur mémoire que l'énergie représentait une fraction importante de leur coût de production et qu'elle avait donc une incidence directe sur leur compétitivité, voire même sur leur viabilité³⁷.

L'implantation par Gaz Métro d'une nouvelle conduite sous-fluviale de gaz naturel qui est essentielle au projet de TransCanada Energy Ltd. procurerait une capacité résiduelle de gaz naturel pour alimenter d'éventuels clients industriels du parc. À l'heure actuelle, l'ensemble de la clientèle de Gaz Métro se situant dans le Parc industriel et portuaire de Bécancour consomme annuellement environ 30 000 m³/h ou 190 000 000 de m³/an de gaz naturel. La capacité résiduelle actuelle est évaluée à 10 000 m³/h ou 87 600 000 m³/an. La nouvelle conduite proposée par Gaz Métro aurait une capacité de 175 000 m³/h, soit environ 1 500 000 000 m³/an, dont 121 000 m³/h ou 920 000 000 m³/an seraient consommés par la centrale de cogénération, laissant 30 % de capacité résiduelle pour alimenter d'éventuels clients³⁸. De l'avis de la Société du parc industriel et portuaire de Bécancour, cette nouvelle capacité résiduelle, qui serait six fois plus importante que la capacité

36. DA12 ; M. Daniel Tokateloff, DT2, p. 4.

37. DM12 et DM4.

38. DM14, p. 5 ; M. Robert Rousseau, DT2, p. 58.

résiduelle actuelle, constitue un facteur stratégique qui permettrait de favoriser l'implantation d'usines dans le parc³⁹.

- ◆ **Avis 7** — *La commission est d'avis qu'en lui-même le projet de centrale de cogénération par TransCanada Energy Ltd. à Bécancour aurait peu d'effets structurants sur le développement du Parc industriel et portuaire de Bécancour.*

- ◆ **Avis 8** — *La commission est d'avis que, pour avoir une idée plus juste des effets structurants du projet de la centrale de cogénération par TransCanada Energy Ltd. sur le Parc industriel et portuaire de Bécancour, il aurait été nécessaire que son mandat d'enquête et d'audience publique porte également sur l'implantation de la conduite sous-fluviale de gaz naturel par Gaz Métro, qui est une composante essentielle à la réalisation du projet. Il importe que l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement intègre l'ensemble des composantes d'un projet de cette envergure de manière à mieux déterminer ses impacts sur l'environnement et à présenter au public et aux décideurs une meilleure vision d'ensemble pour en permettre l'optimisation le cas échéant.*

39. DQ9.1.

Chapitre 3 **Les enjeux globaux du projet**

Après avoir analysé les principaux effets environnementaux locaux du projet, la commission aborde dans le présent chapitre ses enjeux plus globaux. Elle y traite de polluants atmosphériques transfrontaliers, de l'émission de gaz à effet de serre ainsi que du choix des sources d'énergie électrique.

Les oxydes d'azote en tant que polluants atmosphériques transfrontaliers

En décembre 2000, le Canada et les États-Unis signaient un protocole visant à réduire la quantité de polluants causant le smog dans les états du Nord-Est et du Midwest états-unis ainsi qu'en Ontario et au Québec⁴⁰. Ce protocole modifiait l'« Accord entre le gouvernement du Canada et le gouvernement des États-Unis d'Amérique sur la qualité de l'air » conclu en 1991⁴¹. Le protocole engage les deux gouvernements à réduire de manière importante les rejets d'oxydes d'azote et de composés organiques volatils. Il exige, à compter de 2007, le plafonnement permanent à 5 000 t/an des émissions d'oxydes d'azote des centrales électriques à combustible fossile d'une puissance supérieure à 25 MW situées dans la portion québécoise de la « zone canadienne de gestion des émissions de polluants ». Cette portion québécoise, qui correspond approximativement à la vallée du Saint-Laurent entre Cornwall et Québec, englobe le Parc industriel et portuaire de Bécancour.

Actuellement, quatre centrales thermiques de 25 MW et plus se trouvent dans la zone québécoise visée par le protocole : les trois centrales d'Hydro-Québec La Citière, Tracy, Bécancour ainsi que la centrale de Boralex à Kingsey Falls⁴². Leurs émissions maximales d'oxydes d'azote totaliseraient 3 146 t/an. TransCanada Energy Ltd. évalue les émissions d'oxydes d'azote de la centrale de cogénération à 220 t/an si elle utilisait un système de réduction catalytique et à 550 t/an si elle n'optait pas pour ce dispositif. En incluant la centrale qu'il propose et en ajoutant les 320 t/an d'émissions qui pourraient provenir de la centrale du Suroît, le promoteur a calculé que les émissions d'oxydes d'azote cumulées dans la portion québécoise de la « zone canadienne de gestion des émissions de polluants » se situeraient entre 3 686 et 4 016 t/an et respecteraient toujours la limite de 5 000 t/an fixée par le protocole.

40. www.ec.gc.ca/air/can_usa_f.html.

41. www.ijc.org/rel/agree/fair.html.

42. PR5.1, tableau 3.10, p. A2-36.

Le promoteur suggère qu'il serait même possible d'y ajouter environ 1 000 MW de nouvelles centrales thermiques⁴³.

Pour se conformer à cet engagement, le ministère de l'Environnement applique une norme selon laquelle une centrale au gaz de 50 MW et plus, située à l'intérieur de la portion québécoise de la « zone canadienne de gestion des émissions de polluants », ne peut émettre plus de 4 ppm d'oxydes d'azote⁴⁴. Cette norme est inscrite dans le projet de règlement modifiant le *Règlement sur la qualité de l'atmosphère*⁴⁵. Afin de s'y conformer, TransCanada Energy Ltd. s'est engagée à installer un système de réduction catalytique sur ses chaudières de récupération tel que le lui recommandait le ministère de l'Environnement⁴⁶, réduisant ainsi de près de trois fois la concentration maximale d'oxydes d'azote émise. À l'échelle du Parc industriel et portuaire de Bécancour, les émissions totales d'oxydes d'azote pourraient même être modestement réduites en considérant la fermeture des systèmes de production de vapeur de Norsk Hydro et PCI Chimie Canada, lesquels utilisent présentement du mazout comme combustible⁴⁷.

- ◆ *La commission constate que les émissions d'oxydes d'azote dans la portion québécoise de la « zone canadienne de gestion des émissions de polluants » fixé à 5 000 t/an par le Protocole intervenu entre le gouvernement du Canada et le gouvernement des États-Unis d'Amérique en ce qui a trait à la qualité de l'air seraient contenues sous ce plafond advenant la réalisation du projet de TransCanada Energy Ltd.*
- ◆ *La commission constate l'engagement de TransCanada Energy Ltd. d'installer un système de réduction catalytique sur ses chaudières de récupération. Cela permettrait à la centrale de cogénération de respecter la limite en matière d'émissions d'oxydes d'azote qu'a établie le ministère de l'Environnement dans le projet de règlement modifiant le Règlement sur la qualité de l'atmosphère et destinée à contrôler la quantité de ce polluant atmosphérique transfrontalier.*
- ◆ *La commission constate qu'à l'échelle du Parc industriel et portuaire de Bécancour, les émissions totales d'oxydes d'azote pourraient modestement être réduites en considérant la fermeture du système de production de vapeur de Norsk Hydro et PCI Chimie Canada.*

43. PR5.1, p. A2-36.

44. M^{me} Diane Gagnon, DT3, p. 41.

45. DB9.

46. DA13.

47. PR3.1, p. 6-9 et 6-19 ; PR5.1, p. A2-31.

Les gaz à effet de serre

Les émissions de gaz à effet de serre de la centrale de cogénération à Bécancour

Pour produire de l'électricité et de la vapeur, la centrale de cogénération à Bécancour consommerait quelque 920 millions de mètres cubes de gaz naturel par année. La combustion d'une telle quantité de gaz générerait annuellement quelque 1,7 million de tonnes (éq. CO₂) de gaz à effet de serre. Par ailleurs, l'extraction, le traitement, le transport et la distribution du gaz naturel génèrent aussi des gaz à effet de serre⁴⁸ à raison d'environ 401 tonnes par million de mètres cubes. Ainsi, l'approvisionnement en gaz naturel requis par la centrale de cogénération à Bécancour occasionnerait l'émission d'environ 0,369 million de tonnes de gaz à effet de serre supplémentaires. Le Québec n'étant pas un producteur de gaz naturel, ces émissions supplémentaires de centaines de milliers de tonnes ne s'additionneraient pas à son bilan. Cependant, dans le cas où le gaz naturel consommé serait d'origine canadienne, elles s'ajouteraient au bilan canadien. Puisque, somme toute, l'impact des gaz à effet de serre est planétaire plutôt que régional, ces émissions ne devraient pas être ignorées.

La vente de vapeur par la centrale de cogénération à Bécancour à deux industries voisines, soit Norsk Hydro et PCI Chimie Canada, permettrait, en modifiant leur procédé de production, de réduire leurs émissions de gaz à effet de serre de 200 310 t/an à 6 200 t/an. Les émissions locales de gaz à effet de serre générées par le projet seraient ainsi réduites de 11 %. À cette réduction il faudrait ajouter une certaine quantité d'émissions évitées lors de l'extraction, du traitement, du transport et de la distribution. Ces quantités n'ont pas été quantifiées par le promoteur. Ainsi, en tenant compte des rejets évités, le bilan net d'émission de gaz à effet de serre du projet représenterait un peu moins de 1,9 million de tonnes pour le Canada, incluant 1,5 million de tonnes pour le Québec.

Puisque TransCanada Energy Ltd. prévoit produire entre 4,1 et 4,5 TWh d'électricité par année⁴⁹ et compte tenu des rejets évités par la vente de vapeur, la performance de la centrale en matière de gaz à effet de serre se situerait donc entre 342 et 375 kilotonnes par TWh (tableau 3). Sans la vente de vapeur, son rendement serait plutôt de 385 à 422 kt/TWh. Sur cet aspect, la centrale de cogénération se comparerait avantageusement aux centrales électriques au diesel, au mazout et au charbon qui engendrent respectivement deux et trois fois plus de gaz à effet de serre.

48. DA10.

49. DA2, p. 2.

Elle serait cependant beaucoup plus polluante qu'une centrale hydroélectrique ou un parc d'éoliennes (tableau 4). Par ailleurs, le taux d'émission prévu pour le projet de centrale de cogénération à Bécancour est sensiblement le même que celui du projet de la centrale à cycle combiné du Suroît d'Hydro-Québec (tableau 3) qui a fait l'objet d'une audience publique du BAPE⁵⁰.

- ◆ *La commission constate que le taux d'émission de gaz à effet de serre de la centrale de cogénération à Bécancour est beaucoup plus élevé que ceux des centrales hydroélectriques ou des parcs d'éoliennes, mais il demeure néanmoins bien inférieur à ceux des centrales au mazout ou au charbon.*
- ◆ *La commission constate qu'en dépit du recours à la cogénération, le taux d'émission net de gaz à effet de serre de la centrale proposée ne diffère pas sensiblement de celui du projet de centrale au gaz à cycle combiné du Suroît.*
- ◆ *La commission constate qu'en plus des émissions de gaz à effet de serre générées par la combustion à la centrale de cogénération à Bécancour l'exploitation de cette centrale occasionnerait près de 20 % d'émissions supplémentaires découlant de l'extraction, du traitement, du transport et de la distribution du gaz naturel consommé, ce qui rajouterait aux émissions nettes annuelles canadiennes quelque 1,9 million de tonnes en équivalent CO₂ de gaz à effet de serre.*
- ◆ **Avis 9** — *Compte tenu de l'effet planétaire des gaz à effet de serre et des engagements du Canada au regard du Protocole de Kyoto, la commission est d'avis que les émissions découlant de l'extraction, du traitement, du transport et de la distribution du gaz naturel doivent être prises en considération même si elles se produisent à l'extérieur du territoire québécois et qu'elles ne s'ajoutent pas à son bilan.*

50. *Projet de centrale à cycle combiné du Suroît à Beauharnois par Hydro-Québec (rapport 170).*

Tableau 3 Les taux d'émission de gaz à effet de serre des nouvelles centrales au gaz proposées

Projet	Énergie produite (TWh/an)	Gaz à effet de serre (éq. CO ₂)	
		Quantité générée au Québec (Mt/an)	Taux d'émission (kt/TWh)
Centrale de cogénération à Bécancour	4,1 à 4,5		
Sans la vente de vapeur :		Brut : 1,731	Brut : 385 à 422
Avec la vente de vapeur :		Net : 1,537	Net : 342 à 375
Centrale à cycle combiné du Suroît			
Projet soumis en 2002 ¹ :	6,5	2,17 à 2,45	334 à 377
Projet révisé en 2003 ² :	6,5	2,25	346 ³
<p>1. Hydro-Québec, 2002, <i>Centrale à cycle combiné du Suroît – Étude d'impact sur l'environnement</i>, disponible à www.hydroquebec.com/suroit.</p> <p>2. Ministère de l'Environnement, décembre 2003, <i>Centrale à cycle combiné du Suroît par Hydro-Québec à Beauharnois</i>, rapport d'analyse environnementale, 21 p. et annexes.</p> <p>3. Dans le sommaire de son rapport d'analyse environnementale, le ministère de l'Environnement évalue le taux d'émission de la centrale du Suroît à 334 t/GWh. Ce taux n'est pas en accord avec les valeurs d'émission de gaz à effet de serre (2,25 Mt/an) et de production d'énergie (6,5 TWh/an) fournies. Ces valeurs correspondent plutôt à un taux de 346 t/GWh ou 346 kt/TWh.</p>			

Tableau 4 La comparaison des taux d'émission de gaz à effet de serre selon la filière de production d'électricité

Filières de production d'électricité	Valeurs représentatives des technologies existantes (kt éq. CO ₂ /TWh)
Centrales hydroélectriques au fil de l'eau	1
Éoliennes	9
Piles solaires photovoltaïques	13
Centrales hydroélectriques avec réservoir	15
Centrales nucléaires	15
Exploitation de la biomasse provenant de plantations	118
Centrale au gaz naturel à cycle combiné	350 à 511
Pile à combustible (hydrogène produit à partir de gaz naturel)	520
Centrales au diesel ou au mazout lourd	750 à 778
Centrales au charbon bitumineux	900 à 1 050

Sources : Hydro-Québec, 2000 ; DA6, p. 6.

Le projet dans le contexte des émissions québécoises de gaz à effet de serre

Selon l'*Inventaire québécois des gaz à effet de serre 1990-2000*⁵¹ publié en septembre 2002 par le ministère de l'Environnement, les émissions de gaz à effet de serre du Québec totalisaient 88,34 Mt éq. CO₂ en 2000, soit près de 2 Mt de plus qu'en 1990. Fortement influencées par l'activité économique, les émissions qui atteignaient 86,36 Mt/an en 1990 se seraient abaissées jusqu'à un minimum de 81,89 Mt/an en 1992 pour ensuite s'accroître graduellement jusqu'en 2000. Globalement, l'inventaire indiquait que l'augmentation des émissions de 1990 à 2000 aurait été de 2,3 %.

En janvier 2004, après avoir révisé les taux d'émission des alumineries et des entreprises papetières, le Bureau sur les changements climatiques du ministère de l'Environnement publiait un tableau modifié des émissions québécoises de gaz à effet de serre pour la période 1990-2001⁵² (tableau 5). Selon ces nouvelles données, les émissions auraient atteint un maximum de 87,67 Mt/an en 1998 pour ensuite diminuer graduellement. De 2000 à 2001, une réduction marquée de 1,48 Mt/an aurait permis de passer sous le niveau d'émission de 1990. Près de la moitié de cette baisse, soit 0,76 Mt/an, serait la conséquence d'une diminution du chauffage à la faveur d'un hiver plus clément⁵³.

Le Québec est la troisième province qui émet le plus de gaz à effet de serre, l'Alberta et l'Ontario étant respectivement la première et la seconde. À près de 12 t/an, son taux d'émission par habitant est le plus faible parmi les provinces canadiennes, mais il demeure l'un des plus élevés parmi les pays industrialisés⁵⁴. Au Québec, en 2001, les plus importants émetteurs de gaz à effet de serre ont été les transports (39 %), les industries (31 %) et le chauffage des bâtiments (13 %). Dans le secteur du transport, c'est le parc de véhicules automobiles qui constitue la principale source d'émissions. La forte concentration d'alumineries au Québec contribue de façon substantielle aux émissions du secteur industriel. Avec dix des onze alumineries canadiennes, le Québec regroupe environ 90 % de la capacité de production d'aluminium de première fusion au Canada. En 2000, avec un taux moyen de 3,4 t éq. CO₂ par tonne d'aluminium produite, leurs émissions étaient de l'ordre de 8,6 Mt/an, soit le tiers des émissions industrielles.

51. DB14.

52. DQ6.1.1.

53. DQ6.1.

54. DB12, p. 12 ; DM8.1, p. 11.

Les émissions nettes de 1,54 Mt/an de gaz à effet de serre de la centrale de cogénération proposée par TransCanada Energy Ltd. représenteraient 1,8 % du total estimé des émissions québécoises en 2001 et excéderaient légèrement les réductions de 1,48 Mt estimées pour la période 2000-2001. Si elles étaient cumulées avec celles de la centrale proposée du Suroît, l'augmentation totale de gaz à effet de serre de ces deux centrales thermiques serait de 3,79 Mt/an ou 4,4 % des émissions de 2001.

Tableau 5 Les émissions de gaz à effet de serre au Québec, 1990-2001

Année	Émissions de GES par secteur (kt éq. CO ₂)							Total ¹
	Transport	Industrie	Chauffage	Agriculture	Déchets	Électricité	Autres	
1990	29 296	29 970	11 055	8 213	5 952	1 451	308	86 241
1991	27 542	29 055	10 475	8 017	6 103	442	390	82 024
1992	28 494	27 539	11 196	7 972	5 349	892	460	81 909
1993	29 170	28 624	11 348	7 841	5 234	213	359	82 788
1994	30 908	29 055	11 354	7 878	5 101	387	340	85 022
1995	30 836	28 517	11 367	8 077	5 283	271	313	84 664
1996	30 953	28 722	11 799	8 082	5 158	257	288	85 259
1997	31 505	28 576	11 466	8 663	5 052	285	300	85 847
1998	33 108	28 575	10 288	8 882	5 152	1 455	269	87 675
1999	33 831	27 109	10 682	8 862	5 628	951	275	87 338
2000	33 568	27 481	11 937	8 383	5 158	365	272	87 163
2001	33 352	26 548	11 241	8 683	5 224	378	253	85 679

1. Dans un processus régulier d'amélioration de la précision de l'information, les émissions historiques de GES peuvent être réévaluées afin qu'elles reflètent davantage la réalité. Une différence des quantités de GES apparaît entre les données du présent tableau et celles publiées dans le document *Inventaire québécois des gaz à effet de serre 1990-2000*. Les modifications sont principalement liées au secteur industriel (alumineries et entreprises papetières).

Source : adapté de DQ6.1.1.

Le projet dans le contexte du Protocole de Kyoto

En ratifiant en décembre 2002 le Protocole de Kyoto, le Canada s'est engagé à réduire d'ici à la période 2008-2012 ses émissions de gaz à effet de serre à un niveau de 6 % inférieur à celui de 1990. Le gouvernement du Québec, qui avait contribué à l'adoption de l'objectif canadien de réduction des gaz à effet de serre⁵⁵, s'est prononcé en faveur de la ratification du Protocole de Kyoto et a depuis 1997 effectué

55. DB12, p. 7.

de nombreuses démarches pour appuyer cette ratification⁵⁶. Le 24 octobre 2002, l'Assemblée nationale du Québec affirmait unanimement que, « dans la foulée de la mise en œuvre du Protocole de Kyoto, [...] elle entend faire sa juste part dans une stratégie de réduction des gaz à effet de serre au Canada ».

La part québécoise de l'effort canadien de réduction des émissions de gaz à effet de serre n'est pas encore fixée. Elle sera déterminée au terme de négociations bilatérales entre le gouvernement du Québec et celui du Canada visant à préciser le plan d'action pancanadien et les règles de répartition des efforts entre les provinces et les différents secteurs d'activité économique.

Dans un document de réflexion préparé à l'occasion des audiences publiques sur la mise en œuvre du Protocole de Kyoto au Québec tenues en février 2003, le ministère de l'Environnement présentait néanmoins deux exemples de scénarios de réduction et évaluait l'effet du recours à de nouvelles centrales thermiques sur l'effort de réduction requis⁵⁷ (tableau 6). L'un des scénarios supposait un retour au niveau d'émission de 1990 et l'autre, une réduction de 6 % sous le niveau de 1990. Le premier correspond à l'objectif que le Québec s'était fixé pour l'an 2000 en adhérant en 1992 à l'objectif et aux principes de la Convention de Rio (*Convention cadre des Nations unies sur les changements climatiques*)⁵⁸. Dans ces scénarios, les émissions attribuées aux nouvelles centrales thermiques étaient de 5 Mt/an de gaz à effet de serre, soit le cumul des émissions des centrales du Suroît (2,25 Mt/an), de cogénération à Bécancour (1,54 Mt/an) auxquelles s'ajouteraient 1,21 Mt/an générées par une ou plusieurs autres centrales de cogénération. Le *Règlement sur l'énergie produite par cogénération* prévoit l'attribution d'un bloc de 800 MW⁵⁹. Cette évaluation indiquait que, selon le scénario considéré, le recours aux centrales thermiques augmenterait de un quart à un tiers l'effort de réduction requis pour l'horizon 2010.

Dans l'hypothèse du scénario de réduction de 6 % sous le niveau de 1990 et en se référant à la plus récente mise à jour du bilan québécois (tableau 5), à elles seules les émissions de gaz à effet de serre de la centrale proposée à Bécancour augmenteraient de 33 % l'effort que le Québec devrait fournir pour atteindre l'objectif. Comme le soulignent la Direction de santé publique de la Régie régionale de la santé et des services sociaux de la Mauricie et du Centre-du-Québec⁶⁰ ainsi que l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et l'organisme

56. Gouvernement du Québec, 2003, préface du ministre de l'Environnement.

57. Gouvernement du Québec, 2003, p. 24 à 27.

58. M. Jean-Claude Raymond, DT3, p. 37 ; DB12, p. 1.

59. Décret 1319-2003 du 10 décembre 2003, (2003) 135 G.O. partie 2, 5665.

60. DM8.1, p. 6.

Stratégies Énergétiques⁶¹, ces émissions équivaldraient à l'apport de 400 000 nouveaux véhicules, c'est-à-dire une croissance de 10 % du parc d'automobiles québécois actuel, et pourraient annuler tous les bénéfices potentiels d'un éventuel programme obligatoire d'inspection et d'entretien appliqué à la moitié du parc d'automobiles.

Tableau 6 Les efforts de réduction au Québec selon différents scénarios de prévision

Scénarios (Mt CO ₂ éq. par an)	Hypothèses			
	Stabilisation 1990		Réduction de 6 %	
	Aucune nouvelle centrale thermique	Bécancour, autres projets de cogénération et Suroît	Aucune nouvelle centrale thermique	Bécancour, autres projets de cogénération et Suroît
Émissions au Québec en 1990	86	86	86	86
Émissions estimées en 2010	102	107	102	107
Effort requis en 2010	16	21	21	26

Source : adapté de Gouvernement du Québec, 2003, p. 25.

En 1995, le Québec adoptait le *Plan d'action québécois de mise en œuvre de la convention cadre des Nations unies sur les changements climatiques*. Le *Plan d'action québécois 2000-2002 sur les changements climatiques* en constitue la plus récente mise à jour. Par les orientations et actions du Plan 2000-2002, le gouvernement souhaite « donner un signal clair aux divers acteurs concernés » et, « pour améliorer la performance du Québec, le gouvernement entend donner l'exemple, agir sur les plus grands émetteurs et sur les réductions les plus faciles à obtenir ». Plus spécifiquement dans le secteur énergétique, il affirme vouloir favoriser les énergies renouvelables pour satisfaire la demande des marchés. Quant aux centrales thermiques présentes sur le territoire québécois au moment de la rédaction du Plan 2000-2002, il précise son intention d'en « restreindre l'usage [...] à la satisfaction des besoins de pointe des Québécois »⁶². Il est à souligner que la centrale de cogénération à Bécancour doit, selon les termes du contrat qui lie TransCanada Energy Ltd. à Hydro-Québec, produire « une puissance de base

61. DM20, p. 8.

62. DB12, p. 28, 37 et 38.

constante à livrer à l'année [...] de 507 MW [...] » et que son usage ne serait pas restreint à la satisfaction de besoins de pointe⁶³.

- ◆ **Avis 10** — *La commission est d'avis que quel que soit le volume de gaz à effet de serre du Québec et quelle que soit la part de l'effort canadien de réduction que le Québec devra assumer, la quantité de gaz à effet de serre émis par la centrale de cogénération à Bécancour augmenterait d'autant l'effort de réduction que le Québec aura à fournir.*
- ◆ **Avis 11** — *La commission est d'avis que le recours à une centrale de cogénération pour fournir une alimentation électrique de base déroge à l'intention, exprimée dans le Plan d'action québécois sur les changements climatiques, de restreindre l'usage des centrales thermiques déjà présentes sur le territoire québécois à la satisfaction des besoins de pointe.*

Les sources d'alimentation en électricité

Dans la présente section, la commission situe le projet de la centrale de cogénération à Bécancour dans le contexte énergétique québécois. Elle décrit en premier lieu le processus administratif ayant conduit à la sélection du projet, puis les prévisions de la croissance de la demande en électricité ainsi que l'évolution de la disponibilité de l'énergie électrique au Québec. En dernier lieu, elle discute la pertinence du projet dans le contexte des engagements récents du Québec et du Canada au regard du Protocole de Kyoto, et des politiques et orientations du gouvernement du Québec en matière d'énergie et de développement durable.

Le cadre juridique de l'approvisionnement

Le cadre légal

En novembre 1996, le gouvernement du Québec publiait la Politique énergétique du Québec⁶⁴. En décembre de la même année, l'Assemblée nationale adoptait la *Loi sur la Régie de l'énergie* (L.Q. 1996, c. 61), laquelle est venue instituer la Régie de l'énergie. Cette loi a été modifiée de façon substantielle en juin 2000 par l'entrée en vigueur de la *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives* (L.Q. 2000, c. 22, projet de loi n° 116), qui a notamment modifié les compétences de la Régie. Selon l'article 5 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* tel qu'il

63. PR5.1, p. 3.

64. Gouvernement du Québec, 1996.

se lit maintenant, celle-ci a pour mission d'assurer la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur et des distributeurs d'électricité en favorisant la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité sur le plan individuel comme sur le plan collectif.

Afin d'obtenir le statut de négociant sur les marchés nord-américains, Hydro-Québec a, dès 1997, fragmenté ses activités pour les répartir entre ses différentes divisions. La division Production d'Hydro-Québec assure le développement du parc de production de la Société. La division TransÉnergie d'Hydro-Québec développe et exploite le réseau de transport à haute tension. La division Distribution d'Hydro-Québec exploite et développe le réseau de distribution sur le territoire du Québec et se charge de la vente d'électricité et du service à la clientèle. La division Équipement d'Hydro-Québec offre des services-conseils et joue un rôle d'entrepreneur général auprès des autres divisions. La Société d'énergie de la Baie-James réalise des projets dans le territoire régi par la Convention de la Baie-James et du Nord québécois et conventions complémentaires. La division Pétrole et gaz d'Hydro-Québec regroupe les activités liées au transport par pipeline du pétrole et du gaz naturel, de même qu'à la distribution gazière. Néanmoins, malgré le clivage fonctionnel de leurs activités, les différentes divisions d'Hydro-Québec ne sont pas des entités juridiques distinctes de celle-ci.

En 2000, la *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives* ouvrait l'approvisionnement en électricité à la concurrence. Par ces modifications législatives, le législateur a établi que la division Distribution d'Hydro-Québec était responsable de la sécurité d'approvisionnement du marché québécois et que sa division Production devait lui fournir, selon ses besoins, jusqu'à 165 TWh par année au prix de 2,79 ¢/kWh. Ce bloc de 165 TWh/an, qualifié d'énergie patrimoniale, est réservé au marché québécois. Compte tenu des pertes découlant du transport pour livrer ces 165 TWh, la division Production d'Hydro-Québec doit être en mesure de produire 178,9 TWh/an⁶⁵.

Pour combler les besoins québécois excédant le bloc d'énergie patrimoniale, la division Distribution d'Hydro-Québec doit conclure des contrats d'approvisionnement au prix du marché, en procédant par appels d'offres. Les appels d'offres sont ouverts à tous les fournisseurs d'électricité, y compris la division Production d'Hydro-Québec. Le gouvernement a aussi le pouvoir d'exiger qu'une partie de la demande soit comblée par des blocs d'énergie provenant d'un type de production qu'il détermine par règlement, comme il l'a fait pour la cogénération, en édictant le *Règlement sur*

65. DB27.

l'énergie produite par cogénération ainsi qu'en édictant le *Règlement sur l'énergie éolienne et l'énergie produite avec de la biomasse*⁶⁶ en ce qui concerne ces deux filières de production énergétique.

Au Québec, Hydro-Québec demeure le seul producteur hydroélectrique autorisé à exploiter les ressources hydrauliques publiques de plus de 50 MW. Quant aux producteurs indépendants qui exploiteraient des centrales de 50 MW ou moins, ils sont tenus de vendre l'énergie qu'ils ne consomment pas eux-mêmes exclusivement à la division Production d'Hydro-Québec⁶⁷.

La Loi confère à la Régie de l'énergie un pouvoir de régulation sur les activités de transport et de distribution d'Hydro-Québec. Toutefois, depuis les modifications législatives de juin 2000, les projets de production d'électricité d'Hydro-Québec n'ont plus à être autorisés par la Régie. Ainsi, la Régie n'a plus de droit de regard sur les projets de développement du parc de production ; elle doit cependant approuver les plans d'approvisionnement qu'élabore la division Distribution d'Hydro-Québec, la procédure d'appel d'offres et les contrats découlant de cette procédure.

Les appels d'offres

Le processus d'appel d'offres

L'énergie électrique supplémentaire à satisfaire par appel d'offres est calculée en tenant compte des pertes dues au transport et en prévoyant une réserve de puissance équivalente à 11 % de la pointe anticipée après avoir soustrait la consommation évitée par divers moyens de réduction et de gestion de la demande⁶⁸.

Les appels d'offres peuvent être faits pour des approvisionnements de court terme ou de long terme. Les appels d'offres de court terme visent à combler rapidement des besoins par des contrats d'une durée généralement inférieure à un an alors que les appels d'offres de long terme visent à obtenir des contrats d'une durée de quinze à vingt ans⁶⁹. En pratique, la mise en place de la stratégie d'approvisionnement doit s'appuyer sur la complémentarité des deux types de contrats. Les contrats de court terme permettent, entre autres, de compenser les effets des aléas climatiques sur la demande. Principalement tributaires de la rigueur de l'hiver, ces aléas peuvent causer des écarts à la prévision de l'ordre de 2 TWh/an, mais pouvant atteindre parfois 4 TWh/an. Pour les contrats de long terme, Hydro-Québec évalue le délai normal

66. Décret 352-2003 du 5 mars 2003, (2003) 135 G.O. partie 2, 1677.

67. DB1, HQD-1, document 2, p. 14.

68. Il s'agit de la réserve de puissance requise pour satisfaire au critère de fiabilité de puissance dont se sont dotés les réseaux électriques nord-américains. DB1, annexe 3D ; Hydro-Québec Distribution, 2004, p. 32 et 33.

69. DB1, HDQD-2, document 3, p. 11 à 17 et M^{me} Sylvie Racine, DT2, p. 11 et 12.

entre le lancement d'un appel d'offres et les premières livraisons à partir d'une nouvelle source de production à environ 66 mois⁷⁰. Aussi a-t-elle proposé, à compter de 2003, de lancer un appel d'offres chaque année visant les besoins à combler dans un horizon de 66 mois.

Les appels d'offres doivent suivre les règles prescrites par la Procédure d'appel d'offres et d'octroi des contrats d'approvisionnement ainsi que les règles d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres applicables aux contrats d'approvisionnement en électricité, lesquelles ont été approuvées par la Régie en juillet 2001 (Décision D-2001-191). La procédure doit favoriser l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour les quantités et les conditions demandées⁷¹. Une fois le contrat octroyé, le promoteur/soumissionnaire a la responsabilité d'obtenir toutes les autorisations requises et de compenser Hydro-Québec pour tout retard ou défaut de livraison⁷².

L'appel d'offres A/O 2002-01

Selon le Plan d'approvisionnement 2002-2011 approuvé par la Régie le 2 août 2002 (Décision D-2002-169), des approvisionnements supplémentaires seraient requis à compter de 2005. Le Plan propose de recourir à des contrats de court terme pour satisfaire les besoins jusqu'en 2006 et d'émettre un appel d'offres de long terme pour une livraison débutant en 2006. Initialement prévu pour obtenir un bloc de 600 MW, l'appel d'offres de long terme fut haussé à 1 200 MW afin de permettre l'agrandissement de l'aluminerie Alouette de Sept-Îles⁷³.

Il est utile de préciser que le Plan d'approvisionnement 2002-2011 a été approuvé en deux phases par la Régie. Une décision sur la phase 1 du dossier a en effet été rendue le 21 janvier 2002 (Décision D-2002-17), laquelle décision reconnaissait que l'accroissement de la demande énergétique justifiait le lancement d'un premier appel d'offres. C'est dans ce contexte que l'appel d'offres A/O 2002-01 de la division Distribution d'Hydro-Québec, son premier appel d'offres de long terme, fut émis en février 2002. Cet appel d'offres a mené à la conclusion de trois contrats totalisant 1 107 MW. La Régie de l'énergie a approuvé ces trois contrats le 19 août 2003 (Décision D-2003-159), soit un contrat d'alimentation de base à 350 MW et un contrat d'alimentation cyclable de 250 MW avec la division Production d'Hydro-Québec ainsi qu'un contrat d'alimentation de base de 507 MW avec une option de 40 MW supplémentaires en hiver avec TransCanada Energy Ltd.

70. DB1, HDQD-2, document 3, p. 14 à 18 et annexe 3B.

71. *Loi sur la Régie de l'énergie*, article 74.1.

72. DB1, HQD-2, document 4, p. 2 à 9 ; M. Finn Greflund, DT1, p. 46 et 47.

73. DB1, HQD-2, document 6, p. 3 ; M. Réal Carbonneau, DT1, p. 31.

L'appel d'offres A/O 2002-01 n'était ouvert qu'à des fournisseurs offrant une source de production située sur le territoire québécois ou une source de production extérieure n'utilisant pas les interconnexions actuelles ou projetées⁷⁴. Ainsi, contrairement aux appels d'offres de court terme, le recours aux interconnexions avec les réseaux voisins était exclu. Dans sa décision d'août 2002 portant sur le Plan d'approvisionnement 2002-2011, la Régie de l'énergie a émis l'avis que les appels d'offres pour des approvisionnements de long terme devraient pouvoir profiter de la dynamique de l'ensemble du marché accessible et a jugé inapproprié d'exclure d'office toute source de production hors Québec. Elle suggère plutôt d'examiner au cas par cas les contraintes que les soumissions pourraient imposer à l'usage des interconnexions pour les contrats d'alimentation de court terme.

Par ailleurs, les organismes spécialisés en économie d'énergie ne pouvaient pas participer au processus d'appel d'offres. Hydro-Québec s'y était opposée en invoquant que l'évaluation de la demande d'électricité dans le plan d'approvisionnement se fait après l'application des mesures d'efficacité énergétique et que les contrats visés par l'appel d'offres sont des contrats d'approvisionnement en électricité et non des contrats d'économie d'énergie. De plus, elle s'objectait à la participation de l'entreprise Négawatts Production inc. parce que celle-ci ne pourrait satisfaire au critère de garantie financière en raison de son statut d'organisme à but non lucratif. La Régie avait conclu alors qu'il était « prématuré de considérer l'accès des entreprises de services énergétiques aux appels d'offres tant que le plan d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec n'aura pas été étudié⁷⁵ ». Le Plan global d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec a été accueilli par la Régie de l'énergie en juin 2003 (Décision D-2003-110). Plus récemment, à l'occasion de la Commission de l'économie et du travail portant sur le Plan stratégique 2004-2008 d'Hydro-Québec, le porte-parole de la division Distribution d'Hydro-Québec s'est montré ouvert, à certaines conditions, à ce que soient recevables des projets d'économie d'énergie dans le cadre du processus d'appel d'offres d'Hydro-Québec⁷⁶.

Puisque l'appel d'offres mettait l'accent sur la puissance plutôt que l'énergie, des intervenants ont fait valoir à la Régie de l'énergie que cette approche empêchait les producteurs d'énergie éolienne de pouvoir soumissionner, ceux-ci étant plus à même de garantir de l'énergie que de la puissance. Considérant « qu'il y a des avantages à élargir le champ des sources d'approvisionnement possibles et à ne pas exclure d'emblée un type de projet d'un appel d'offres », la Régie a demandé à

74. Régie de l'énergie, Décision D-2002-17 du 21 janvier 2002, p. 24.

75. Régie de l'énergie, Décision D-2002-22 du 29 janvier 2002, p. 5 et 6.

76. M. André Boulanger, Commission de l'économie et du travail portant sur le Plan stratégique 2004-2008 d'Hydro-Québec, Assemblée nationale du Québec, séance du 21 janvier 2004, 11 h 30, p. 7.

Hydro-Québec de permettre, dans ses prochains appels d'offres et dans son prochain plan d'approvisionnement, l'acquisition d'énergie seule pour répondre à une partie de ses besoins⁷⁷.

Lors de l'examen du Plan d'approvisionnement 2002-2011, des demandes avaient été adressées à la Régie de l'énergie afin d'inclure un critère de développement durable dans la grille de sélection des offres. Hydro-Québec s'y était objectée notamment parce qu'elle considère que c'est au promoteur à assumer le risque associé à l'obtention des permis environnementaux et qu'elle n'a pas à se substituer aux autorités compétentes pour se prononcer sur l'acceptabilité environnementale du projet. Dans sa décision du 21 janvier 2002, la Régie choisissait d'examiner ultérieurement plus à fond l'intégration du concept de développement durable dans le plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec, mais elle statuait qu'il n'y avait pas lieu d'inclure un tel critère pour le premier appel d'offres qui allait être lancé incessamment.

Quelques mois plus tard, tout en reconnaissant que le plan d'approvisionnement contenait certains éléments répondant au développement durable et après un examen approfondi, la Régie concluait qu'il y avait lieu d'ajouter un critère non monétaire lié au développement durable dans la grille d'évaluation des offres. Elle notait que, parmi les composantes du développement durable, le processus de sélection des offres prenait surtout en compte les aspects économiques et estimait que les aspects sociaux et environnementaux méritaient d'être considérés de façon équilibrée. En conclusion, la Régie demandait à Hydro-Québec de lui proposer, avant le prochain appel d'offres de long terme, « un critère non monétaire lié au développement durable et de lui attribuer un pointage significatif à l'intérieur des 40 points alloués à l'ensemble des critères non monétaires de la grille de sélection »⁷⁸. Hydro-Québec prévoit déposer sa proposition pour un tel critère dans la première moitié de l'année 2004⁷⁹.

- ◆ *La commission constate que le projet de centrale de cogénération de TransCanada Energy Ltd. à Bécancour a été sélectionné à l'issue d'un appel d'offres qui accordait la priorité aux plus bas soumissionnaires et ne comportait pas de critère de sélection relatif au développement durable. De plus, les paramètres de ce premier appel d'offres ne permettaient pas le recours aux importations d'électricité, à l'énergie éolienne ni aux projets d'efficacité énergétique pour combler la demande.*

77. Régie de l'énergie, Décision D-2002-169 du 2 août 2002, p. 59 à 61.

78. Régie de l'énergie, Décision D-2002-169 du 2 août 2002, p. 66 à 72.

79. DQ2.1, p. 4.

- ◆ *La commission constate que la Régie de l'énergie a jugé que, pour les prochains appels d'offres de long terme, la grille de sélection devrait inclure un critère relatif au développement durable et que la Régie a demandé à Hydro-Québec de lui en proposer un. Par ailleurs, la commission note que la Régie n'a pas encore statué sur la recevabilité de soumissions s'appuyant sur des interventions d'efficacité énergétique.*

Les prochains appels d'offres

En 2003, Hydro-Québec a lancé deux autres appels d'offres portant sur des blocs d'énergie d'origine déterminée par le gouvernement et dont la livraison devrait débuter entre 2005 et 2012⁸⁰.

Un premier appel d'offres de 100 MW (A/O 2003-01) était réservé à de l'électricité produite à partir de la biomasse. Le 18 décembre 2003, Hydro-Québec annonçait que trois soumissions totalisant 87 MW étaient retenues. Dans les trois cas, il s'agit de centrales de cogénération utilisant la biomasse forestière et produisant de l'électricité à un coût de revient moyen de 6,9 cents/kWh. La signature des contrats d'une durée de vingt ans est prévue au printemps de 2004.

Le second appel d'offres (A/O 2003-02) vise l'achat d'un bloc de 1 000 MW d'électricité d'origine exclusivement éolienne. La contribution en puissance de l'énergie éolienne est évaluée en fonction de la puissance moyenne prévue, après l'utilisation d'un service d'équilibrage. La date limite de dépôt des soumissions a été fixée au 15 juin 2004.

Le *Règlement sur l'énergie produite par cogénération* édicté en décembre 2003 précise qu'Hydro-Québec doit procéder, au plus tard le 6 avril 2004, à l'appel d'offres d'« une première tranche de 200 MW [d'énergie électrique de cogénération] devant être produite dès que possible d'ici 2008⁸¹ ». Selon le Règlement, la puissance installée d'électricité de cogénération devra atteindre 800 MW pour 2013 et l'indice d'efficacité moyen de chaque centrale devra être égal ou supérieur à 70 %.

Par ailleurs, Hydro-Québec prévoit lancer au cours de 2004 un appel d'offres de long terme pour 400 MW d'énergie modulable disponible pour la fin de 2008. Ainsi, 3 TWh seraient dégagés, ce qui réduirait la dépendance de l'entreprise aux marchés de court terme⁸². Elle considère également, selon l'évolution de la demande, lancer vers la fin

80. Voir le *Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse* [R-6.01, r. 0.1.1].

81. DB40, article 1 du Règlement.

82. Hydro-Québec Distribution, 2004, p. 25 et 26.

de 2008 un autre appel d'offres de long terme destiné à satisfaire les besoins à l'horizon 2010⁸³.

Les prévisions de la croissance de la demande en électricité au Québec

Il est utile de rappeler que le projet de TransCanada Energy Ltd. a été sélectionné à l'issue de l'appel d'offres d'Hydro-Québec A/O 2002-01, et ce, préalablement à la ratification par le Canada en décembre 2002 du Protocole de Kyoto. C'est en tenant compte de ce nouvel engagement que la commission examine ici le rôle que joue le projet face à l'évolution de l'offre et de la demande en électricité au Québec après 2003. Il est utile de préciser que la commission ne met en relation que la nouvelle demande anticipée et que les nouveaux projets qui pourraient influencer l'offre d'énergie électrique après 2003.

En octobre 2001, Hydro-Québec publiait le Plan d'approvisionnement 2002-2011 basé sur ses prévisions de long terme de la demande d'électricité au Québec. Selon le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* [R-6.01, r. 3], ce plan d'approvisionnement, approuvé par la Régie de l'énergie, doit faire l'objet d'une mise à jour annuelle et être renouvelé tous les trois ans. Le plus récent rapport annuel d'Hydro-Québec, publié au début de 2003, rapportait des ventes d'énergie électrique au Québec de 158,6 TWh en 2002. Pour 2003, la mise à jour du Plan d'approvisionnement prévoyait une demande de 164,3 TWh⁸⁴. La consommation enregistrée en 2003 fut de 165,7 TWh, soit de 1,4 TWh supérieure à la prévision⁸⁵.

Lors de son dépôt en 2001, le Plan d'approvisionnement 2002-2011 anticipait une croissance de la demande de 20,0 TWh au cours de la décennie soit un taux de croissance moyen de 2 TWh/an. Coup sur coup, les mises à jour de 2002 et de 2003 ont revu à la hausse cet estimé. La croissance anticipée pour la période 2002-2011 est passée à 25,1 TWh en 2002 puis à 29,8 TWh en 2003 avec des taux moyens de croissance respectifs de 2,5 TWh/an et de 3,0 TWh/an. La croissance de la demande durant la période 2002-2011 étant surtout attribuable aux grandes industries et, dans une moindre mesure, aux consommateurs résidentiels et agricoles⁸⁶.

Les grandes industries qui consomment actuellement 37 % de l'électricité vendue par Hydro-Québec seraient responsables de 55 % de la croissance de la consommation

83. DB3, p. 5 et 6.

84. DB3, tableau 3.1, p. 13.

85. Hydro-Québec Distribution, 2004, p. 7.

86. DB2 ; DB3 ; DQ2.2, p. 1 à 3.

prévue pour la décennie 2002-2011. Elles sont aussi les principales responsables de l'accélération de la croissance de la demande depuis la publication du Plan d'approvisionnement en 2001 puisque 67 % des 9,8 TWh qui se sont ajoutés aux prévisions de croissance leur sont attribuables. À elle seule, la mise en service de la phase II de l'aluminerie Alouette en 2005 nécessiterait 510 MW pour produire 4,3 TWh⁸⁷. Les prévisions publiées en 2003 incluent également des provisions pour le projet d'expansion de l'aluminerie Alcoa à Baie-Comeau qui, elle, requerrait une puissance supplémentaire de 175 MW vers 2010. Les prévisions tiennent compte en outre des projets d'investissement des entreprises papetières Kruger, Wayagamack et Gaspésia. Elles ne comportent cependant aucune provision pour l'expansion éventuelle de l'aluminerie Alcoa à Deschambault, qui pourrait requérir quelque 500 MW vers 2008⁸⁸ (tableau 7). Ces prévisions ne tiennent pas compte non plus de la baisse de consommation résultant de la fermeture avancée au premier trimestre de 2004 des cuves Söderberg de l'aluminerie Arvida à Saguenay, libérant ainsi environ 1,6 TWh/an⁸⁹.

Tableau 7 Les impacts sur la demande en puissance et en énergie des projets industriels majeurs

A La demande en puissance (MW)									
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Alumineries		68	68	578	578	578	634	782	894
Pâtes et papiers		15	75	108	108	108	108	108	108
Total		83	143	686	686	686	741	890	1 002

B La demande en énergie (TWh)									
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Alumineries	0,58	0,60	2,66	5,07	5,07	5,08	6,29	7,31	8,12
Pâte et papiers	0	0,32	0,78	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
Total	0,58	0,92	3,44	6,00	6,00	6,01	7,22	8,24	9,05

Source : adapté de Hydro-Québec Distribution, 2004, p. 31 et 32.

Les consommateurs résidentiels et agricoles qui accaparent actuellement 34 % de l'électricité vendue par Hydro-Québec seraient responsables quant à eux de 21 % de

87. DB2, p. 10 et 13.

88. DQ7.1 ; Cabinet du premier ministre du Québec, communiqués, Baie-Comeau, 16 décembre 2002 et Deschambault, 5 mars 2003.

89. La fermeture des cuves Söderberg de l'aluminerie d'Arvida correspond à une diminution de production d'aluminium de 90 000 t/an. Avec un taux de consommation de l'ordre de 17 à 18 kWh/kg d'aluminium produit, cette fermeture est susceptible de réduire les achats d'énergie électrique d'Alcan auprès d'Hydro-Québec d'environ 1,6 TWh/an. Sources : Alcan inc., communiqué du 22 janvier 2004 ; Alcan inc., 2003, p. 12 et 15 ; Energetics, 1997, p. 49.

la croissance de la consommation prévue pour la décennie 2002-2011 et de 23 % des 9,8 TWh qui se sont ajoutés aux prévisions de croissance de la demande depuis le dépôt du Plan d'approvisionnement en 2001. Selon les plus récentes prévisions, le taux de croissance annuel de ce secteur (1,1 %) serait néanmoins plus faible que celui de l'ensemble des ventes au Québec (1,8 %)⁹⁰. Il serait principalement attribuable au dynamisme actuel de la construction résidentielle. Le nombre de nouveaux ménages prévu dans le Plan d'approvisionnement 2002-2011 a été révisé de 266 700 à 320 500. Ce secteur serait donc un acteur significatif de la croissance de la demande québécoise d'énergie électrique mais son rôle resterait 2,6 fois moins important que celui des grandes industries.

Ensemble, tous les autres secteurs de consommation (général et institutionnel, petites et moyennes industries, autres) accaparent actuellement 29 % des ventes d'électricité. Ils seraient responsables quant à eux de 24 % de la croissance de la demande anticipée pour la période 2002-2011 et de seulement 9 % des 9,8 TWh qui se sont ajoutés aux prévisions de croissance depuis le dépôt du Plan d'approvisionnement.

- ◆ *La commission constate l'accélération de la croissance de la demande québécoise en énergie électrique et ses effets sur les prévisions de la décennie 2002-2011. Elle constate le rôle prépondérant de la consommation des grandes industries et particulièrement le poids des projets d'agrandissement d'alumineries.*

L'évolution de la disponibilité de l'énergie électrique au Québec

La situation actuelle

Pour satisfaire la demande actuelle en énergie électrique, Hydro-Québec dispose d'un parc de production d'une puissance de 32 661 MW, dont 2 MW de source éolienne, 2 267 MW de source thermique ou nucléaire et 30 392 MW de source hydroélectrique. Elle peut aussi acheter jusqu'à 5 200 MW des 5 428 MW produits à la centrale de Churchill Falls au Labrador⁹¹. Pour répondre à la pointe de consommation hivernale, elle peut également acheter quelques centaines de mégawatts supplémentaires aux producteurs privés québécois et utiliser ses interconnexions avec les réseaux extérieurs pour l'importation jusqu'à concurrence de 4 160 MW⁹². En janvier 2003, une importation de 2 100 MW avait permis à Hydro-

90. DB3, p. 11 ; DQ2.2, p. 1.

91. Hydro-Québec, 2003, p. 100 ; Hydro-Québec TransÉnergie, 2004, annexe A, p. 3.

92. La puissance de 4 160 MW représente le maximum théoriquement disponible en hiver. Plusieurs limitations techniques ou de marché pourraient réduire cette capacité d'importation (DB1, annexe 3C). Elle ne tient pas compte du potentiel d'importation de 5 200 MW depuis la centrale de Churchill Falls.

Québec de répondre à une demande de pointe de 34 989 MW. Plus récemment, le 15 janvier 2004, le recours aux interconnexions lui a permis de faire face à une demande record de 36 274 MW, tout en conservant la réserve requise de 11 %.

Selon des conditions d'hydraulicité moyenne, le parc de production d'Hydro-Québec permet de produire quelque 154 TWh d'énergie électrique à laquelle s'ajoutent 34,3 TWh d'achat de long terme (contrat de Churchill Falls) et 0,3 TWh de livraisons selon entente (production privée locale), pour un total d'environ 189 TWh⁹³. En tenant compte des pertes sur le réseau de transport, l'offre d'énergie se situerait à 175 TWh.

Les projets en cours, à l'étude ou annoncés

Le bilan des projets hydroélectriques en exploitation depuis peu de temps et en cours de réalisation à l'orée de 2004 indique que quelque 2 380 MW de puissance et une capacité d'environ 10 TWh vont s'ajouter au parc de production d'Hydro-Québec d'ici à la fin de 2008 (tableau 8, A et B). Les plus grands gains de production d'énergie découleront de la mise en service des centrales Sainte-Marguerite-3 en 2003-2004, Toulnostouc à la fin de 2005 et Eastmain-1 vers 2007. Aux projets hydroélectriques il est possible que s'ajoute la centrale thermique au gaz naturel du Suroît. D'une puissance de 836 MW, elle pourrait produire 6,5 TWh à l'horizon 2008. Ainsi, l'apport au parc de production d'Hydro-Québec de tous les projets en exploitation depuis peu et en cours de réalisation atteindrait près de 1 500 MW et 6,6 TWh d'ici l'horizon 2006. Cet apport serait de près de 2 380 MW et 10 TWh d'ici l'horizon 2008 et, en incluant la centrale du Suroît, de près de 3 200 MW et 16,5 TWh.

La réalisation d'autres projets hydroélectriques actuellement en attente d'autorisation, à l'étude ou simplement annoncés pourrait continuer à accroître la capacité du parc de production d'Hydro-Québec entre 2008 et 2011 (tableau 8, C). Les plus productifs seraient celui de la rivière Péribonka au Lac-Saint-Jean (385 MW et 2,2 TWh) prévu pour 2008 et celui du complexe Easmain-1-A/Rupert à la Baie-James (770 MW et 7,7 TWh). En tenant compte des projets plus modestes de Chute-Allard et des Rapides-des-Cœurs en Mauricie, l'apport supplémentaire envisagé au parc de production d'Hydro-Québec de 2008 à 2011 pourrait être de l'ordre de 1 300 MW et 11 TWh. À ces projets hydroélectriques s'ajoutent des projets annoncés dans les domaines de l'énergie éolienne (1 108 MW et 3 TWh), de la biomasse (74 MW et 0,61 TWh) et de la cogénération⁹⁴ (1 307 MW et 10,1 TWh) d'un potentiel total d'environ 2 500 MW et 14 TWh (tableau 8, D).

93. DB34.

94. Incluant le projet de TransCanada Energy Ltd. à Bécancour.

Tableau 8 Les projets de production électrique en exploitation depuis peu, en cours de réalisation, en attente d'autorisation, à l'étude ou annoncés

A Les projets hydroélectriques en exploitation depuis peu				
Projet		Puissance (MW)	Énergie (TWh)	Type de projet
Sault aux Cochons		---	0,132	Dérivation
Portneuf		---	0,215	Dérivation
Manouane		---	0,318	Dérivation
Sainte-Marguerite 3		882	2,8	Centrale
Total		882	≈ 3,5	

B Les projets hydroélectriques en cours de réalisation				
Projet	Date de production prévue	Puissance (MW)	Énergie (TWh)	Type de projet
Grand-Mère (gain)	Fin 2004	70	0,2	Remplacement d'une centrale
Toulnustouc	Fin 2005	526	2,7	Centrale
Mercier	2006	51	0,28	Centrale
Eastmain-1	2007	480	2,7	Centrale
Programme de modernisation de centrales	Jusqu'en 2008 environ	375	0,6	Réfections et équipements
Total		1 502	≈ 6,5	

C Les projets hydroélectriques en attente d'autorisation, à l'étude ou annoncés				
Projet	Date de production prévue	Puissance (MW)	Énergie (TWh)	Type de projet
Péribonka	3 ^e trimestre 2008 ¹	385	2,2	Centrale
Chute Allard	2008	62	0,37	Centrale
Rapides-des-Cœurs	2008	76	0,48	Centrale
Rupert	Fin 2009	---	5,5	Dérivation
Eastmain-1A	2011	770	2,2	Centrale
La Romaine	Horizon 2013-2015 ²	1 500	7,5	Quatre centrales
Petit Mécatina	Après La Romaine	1 500	~7	Centrales
Total		4 293	≈ 25,3	

1. Si les autorisations sont reçues en mars 2004.
2. L'avant-projet devrait débuter en 2004.

D Les projets de production d'électricité non hydroélectriques à l'étude ou annoncés				
Projet	Date de production prévue	Puissance (MW)	Énergie (TWh)	Type de projet
Parcs d'éoliennes des monts Cooper et Miller	Fin 2004	108	0,424	Parcs d'éoliennes
Énergie éolienne (appels d'offres d'Hydro-Québec)	De 2007 à 2013	1 000	2,6	Parcs d'éoliennes
Énergie de biomasse (appels d'offres d'Hydro-Québec)	2007	74	0,61	Centrales de cogénération de biomasse forestière
Centrale du Suroît par Hydro-Québec	Incertaine (pas avant l'été 2008)	836	6,5	Centrale au gaz à cycle combiné
Centrale de cogénération par TransCanada Energy Ltd. à Bécancour	Septembre 2006	507 à 547	4,1 à 4,5	Centrale de cogénération au gaz à cycle combiné
Centrales de cogénération (appels d'offres d'Hydro-Québec)	2007 à 2013	800	6	Centrales de cogénération
Total		3 325 à 3 365	20,2 à 20,6	

Sources : DB4, p. 43 à 49 ; DQ20.1 ; ministère de l'Environnement, 2003, annexe 4.

S'ils se réalisaient, deux autres projets hydroélectriques majeurs annoncés pourraient apporter de nouvelles énergies au-delà de l'horizon 2011. Il s'agit des projets d'aménagement des rivières Romaine et Petit Mécatina en Minganie de quelque 1 500 MW chacun (tableau 8). Par ailleurs, Hydro-Québec a entrepris l'évaluation du potentiel hydroélectrique du Nunavik. Les rivières Nataspoka, Caniapiscau, George et à la Baleine offriraient des potentiels respectifs de 500, 1 600, 3 100 et 1 100 MW, mais le coût de revient de leur aménagement serait trop élevé pour être réalisable actuellement. Quant au projet de développement hydroélectrique de 2 000 MW à Gull Island au Labrador, qui a fait l'objet de négociations entre les gouvernements du Québec et de Terre-Neuve en 2002, il ne fait pas partie à ce jour des prévisions d'Hydro-Québec⁹⁵.

- ◆ *La commission constate que les projets hydroélectriques en exploitation depuis peu de temps et en voie de réalisation devraient accroître la capacité de production d'Hydro-Québec en puissance de près de 1 500 MW et en énergie de 6,5 TWh vers 2006 et de près de 2 380 MW et de 10 TWh, à l'horizon 2008.*

95. DB4, p. 49 ; Cabinets des premiers ministres de Terre-Neuve-et-Labrador et du Québec, communiqué, Halifax, 1^{er} août 2002.

- ◆ *La commission constate que, s'ils étaient réalisés tels quels et selon leur date de mise en production estimée, les divers projets hydroélectriques en attente d'autorisation, à l'étude ou annoncés représenteraient un ajout d'environ 1 300 MW et 11 TWh au parc de production d'Hydro-Québec pour l'horizon 2011. Elle constate également que, pour un horizon semblable, des projets d'énergie éolienne, de biomasse et de cogénération, incluant la centrale de TransCanada Energy Ltd. à Bécancour, totaliseraient environ 2 500 MW et 14 TWh.*

La comparaison de l'évolution de la demande et de l'offre après 2003

La compilation des sources d'électricité devant s'ajouter au parc de production québécois à compter de 2004 indique que la plus grande partie de la croissance de la demande prévue par Hydro-Québec après 2003 pourrait être comblée par de l'hydroélectricité (figure 5). Cependant, cette compilation indique également que, à compter de 2005, les nouvelles énergies hydroélectriques ne suffiraient pas à combler à elles seules toute la croissance anticipée de la demande.

La mise en production d'autres énergies renouvelables, notamment éoliennes, pourrait jouer un rôle complémentaire pour réduire et, certaines années, combler l'écart résiduel entre la croissance de l'offre et de la demande. L'offre en électricité peut également être augmentée en recourant à des centrales thermiques incluant des centrales de cogénération telles que celle proposée par TransCanada Energy Ltd. à Bécancour. L'importation d'électricité tout comme les interventions d'efficacité énergétique et de gestion de la demande peuvent également contribuer à combler les écarts entre la croissance de l'offre et celle de la demande. Ces diverses approches sont analysées dans les prochaines sections du chapitre.

- ◆ *La commission constate que les projets hydroélectriques en exploitation depuis peu, en cours de réalisation, en attente d'autorisation, à l'étude ou annoncés par Hydro-Québec sont à même de compenser la plus grande part de la croissance anticipée de la demande québécoise en électricité d'ici l'horizon 2011, sans néanmoins à eux seuls satisfaire toute la croissance prévue durant cette période.*

La pertinence du recours à une centrale de cogénération au gaz

La commission traite ici des avantages et des inconvénients du recours à une centrale thermique comme élément de réponse à la nouvelle demande en énergie électrique du Québec, de son adéquation aux engagements, politiques et orientations du gouvernement du Québec, ainsi que des solutions de rechange.

Les avantages et les inconvénients d'une centrale au gaz naturel

La centrale proposée par TransCanada Energy Ltd. vise d'abord à fournir, à long terme, une énergie électrique de base afin de répondre à la demande croissante du marché québécois. Le recours à une centrale produisant de l'énergie à partir de carburant fossile est controversé essentiellement en raison des importantes émissions de gaz à effet de serre qu'elle occasionnerait alors même que le Canada et le Québec viennent de s'engager à réduire ces émissions sur leur territoire. Si tous s'entendent pour reconnaître l'enjeu en cause, certains y voient un mal nécessaire pour assurer la sécurité énergétique et d'autres, une solution à éviter.

Le temps de réalisation du projet

En principe, la réalisation d'une centrale au gaz comme celle de Bécancour demanderait moins de temps que le développement de projets hydroélectriques de moyenne envergure permettant de fournir un bloc d'énergie comparable. C'est la notion de pénurie appréhendée à court terme qui est invoquée pour justifier le recours à des centrales au gaz malgré la préférence généralement accordée à la filière de production hydroélectrique⁹⁶.

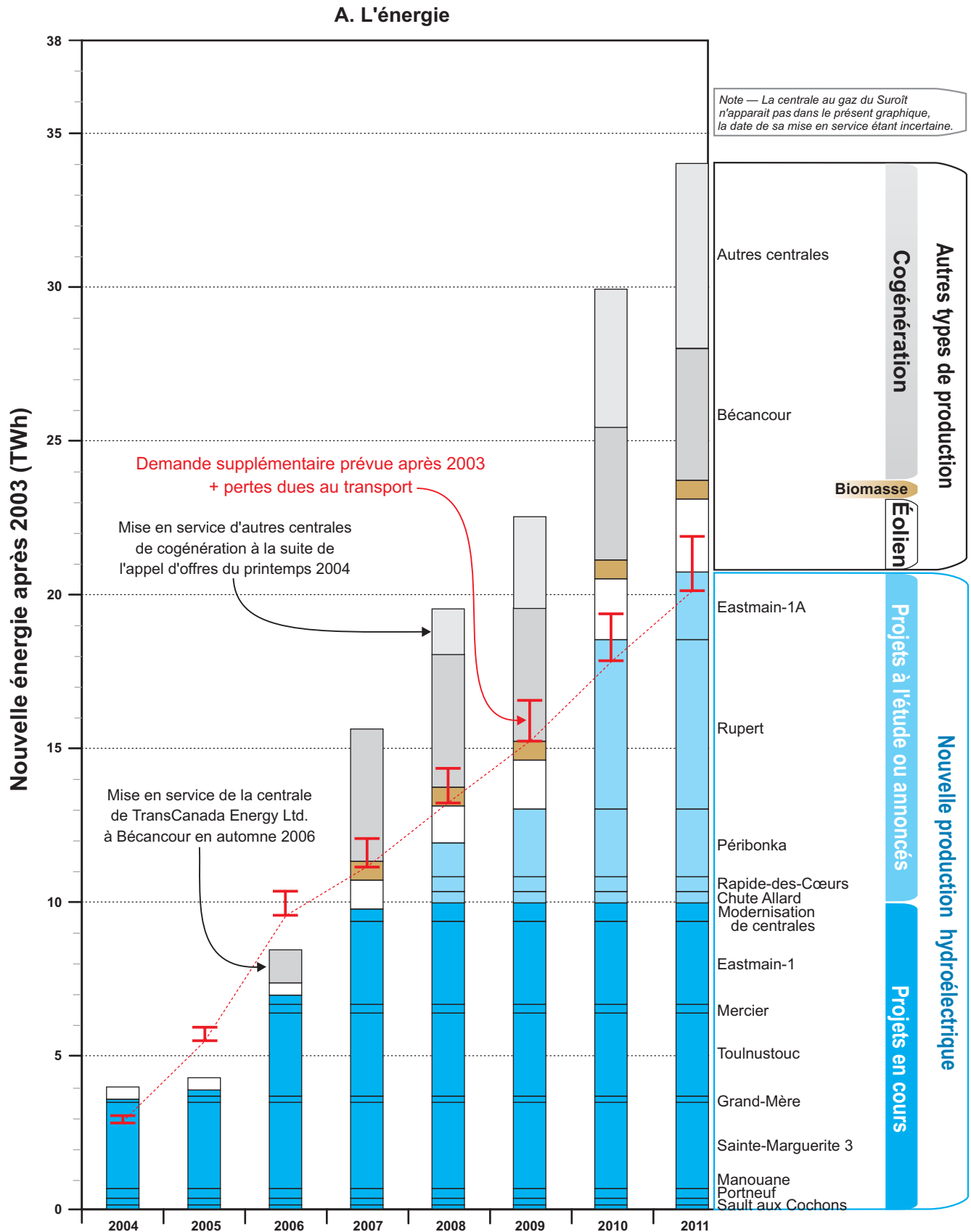
Dans son plan d'approvisionnement, Hydro-Québec analyse les délais typiques d'acquisition de puissance ou d'énergie. Si les délais d'appel d'offres et d'obtention de permis sont les mêmes dans les deux cas, soit 24 mois au total, le temps de réalisation d'un projet serait typiquement de 42 mois pour un projet de centrale au gaz contre 54 mois et plus pour un projet de centrale hydroélectrique de moyenne envergure⁹⁷. Ainsi, en ce qui a trait au temps de réalisation, l'avantage pour les centrales au gaz serait de l'ordre d'un an et plus. Pour les projets hydroélectriques de grande envergure comme celui d'Eastmain-1A/Rupert, l'écart est encore plus grand. Pour le projet de centrale de cogénération de TransCanada Energy Ltd. à Bécancour, le temps pour la réalisation du projet prévu par le promoteur serait nettement plus court, soit de 26 à 28 mois, ce dernier ayant déjà entrepris les travaux d'ingénierie et d'approvisionnement⁹⁸.

96. M. Thierry Vandal, Commission de l'économie et du travail portant sur le Plan stratégique 2004-2008 d'Hydro-Québec, Assemblée nationale du Québec, séance du 22 janvier 2004 à 10 h, p. 8.

97. DB1, annexe 3B.

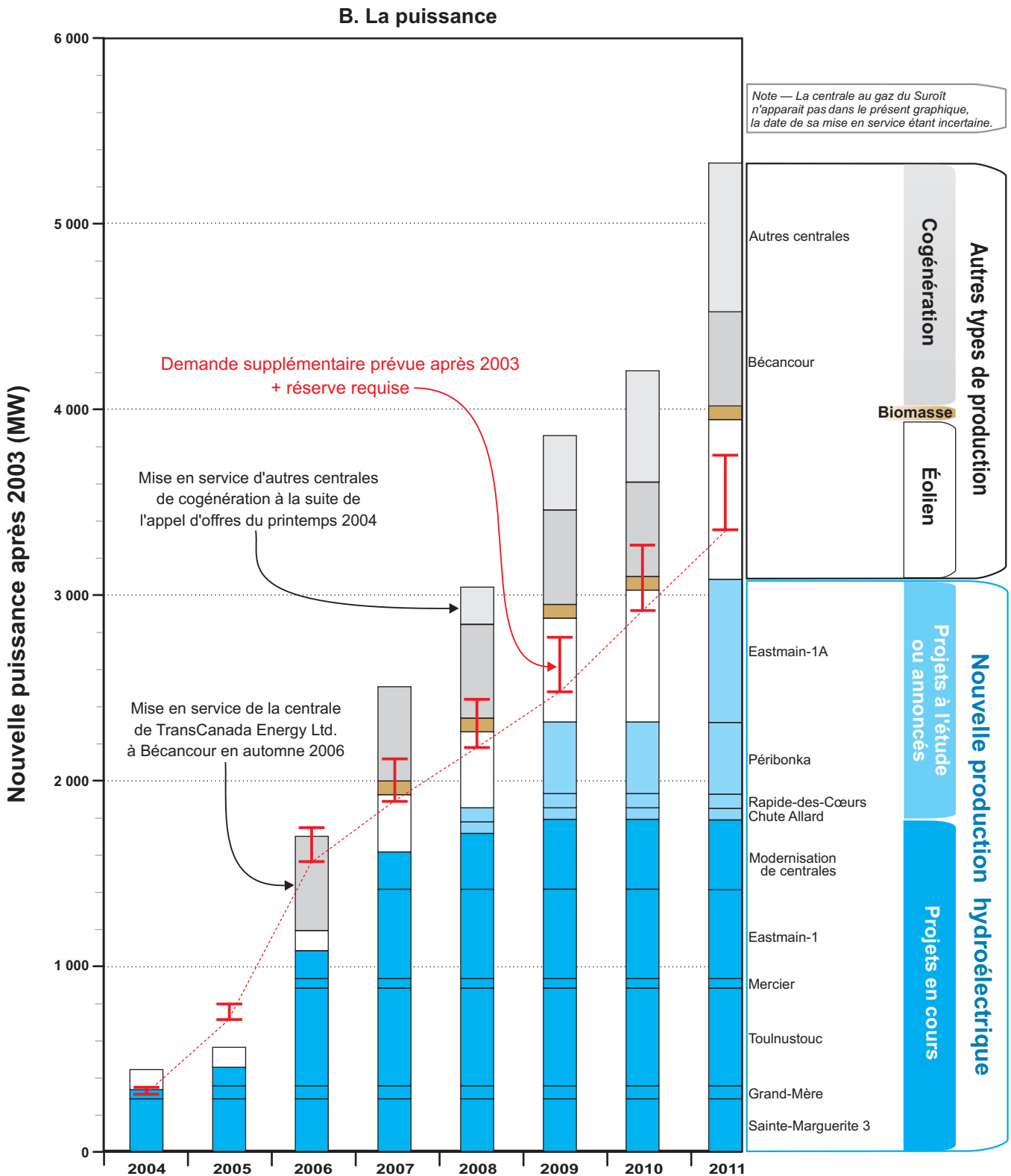
98. PR5.1, annexe 2, p. 17 ; DQ19.1.

Figure 5 La croissance anticipée de l'offre et de la demande en électricité au Québec après 2003



Sources : DB3, tableaux 3.1 et 3.3 ; DB4, p. 43 à 49 ; DQ20.1 ; ministère de l'Environnement, 2003, annexe 4.

Figure 5 La croissance anticipée de l'offre et de la demande en électricité au Québec après 2003 (suite)



Sources : DB3, tableaux 3.1 et 3.3 ; DB4, p. 43 à 49 ; DQ20.1 ; ministère de l'Environnement, 2003, annexe 4.

Donc, le choix d'une centrale au gaz pourrait permettre de devancer, d'au moins une année, la livraison du bloc d'énergie recherchée. Ainsi, des appels d'offres avec un échéancier de livraison court favorisent les projets de centrale au gaz au détriment des projets hydroélectriques dont la préparation n'aurait pas été amorcée avant le lancement de l'appel d'offres. Cependant, force est de constater qu'Hydro-Québec, en tant que producteur d'électricité, a poursuivi la conception et la réalisation de nouveaux projets hydroélectriques qui pourraient assurer la croissance de sa capacité de livraison au-delà du bloc d'énergie patrimoniale (tableau 8, C).

Par ailleurs, il faut reconnaître que le choix de retenir la filière thermique pour répondre à la croissance de la demande en électricité équivaut à accorder un caractère quasi permanent à une solution qui en principe n'est pas privilégiée. Une fois construite, une centrale au gaz fonctionnera pendant plusieurs décennies. La centrale de cogénération de TransCanada Energy Ltd., par exemple, liée par un contrat d'approvisionnement de 20 ans, est conçue pour durer de 25 à 30 ans⁹⁹.

- ◆ *La commission constate que le temps de réalisation de projets de centrales thermiques au gaz est généralement plus court que celui de centrales hydroélectriques et que des soumissions avec un échéancier de livraison court peuvent favoriser les projets de centrales au gaz au dépens de projets de centrales hydroélectriques dont la préparation n'aurait pas été amorcée avant le lancement de l'appel d'offres.*
- ◆ **Avis 12** — *La commission est d'avis que le choix de retenir la filière thermique pour répondre à la croissance de la demande en électricité équivaut à accorder un caractère quasi permanent à une solution qui en principe n'est pas privilégiée.*

La proximité des marchés de consommation

Les centrales thermiques accaparent généralement beaucoup moins d'espace qu'un aménagement hydroélectrique de puissance comparable et elles peuvent être construites beaucoup plus près des marchés de consommation. Cette proximité minimise les infrastructures de transport requises et, par le fait même, les coûts de transport de l'énergie, les risques de défaillances de même que les impacts associés à l'implantation d'éventuelles nouvelles lignes de transport. En effet, la plupart des centrales hydroélectriques annoncées ou en cours de réalisation (tableau 8, B et C) sont généralement nettement plus éloignées des principales zones de consommation hydroélectrique du Québec que ne le serait la centrale de cogénération à Bécancour. Cependant, l'alimentation d'une centrale en gaz naturel peut nécessiter, comme c'est le cas pour le présent projet, la construction d'un nouveau gazoduc.

99. PR5.1, annexe 2, p. 14 ; M^{me} Sylvie Racine, DT1, p. 75.

- ◆ *La commission constate que, généralement, les centrales thermiques présentent l'avantage d'accaparer moins d'espace qu'un aménagement hydroélectrique et de pouvoir être construites beaucoup plus près des marchés de consommation, ce qui minimise le recours à de nouvelles infrastructures de transport d'électricité tout en réduisant les pertes associées au transport de l'énergie. Par contre, elles nécessitent un approvisionnement en matière première provenant de l'extérieur du Québec et des infrastructures de transport conséquentes.*

La sécurité et le coût des approvisionnements

Alimentées par gazoduc, les centrales au gaz peuvent garantir une production énergétique stable qui n'est pas soumise aux fluctuations naturelles de l'hydraulicité comme le sont les centrales hydroélectriques¹⁰⁰. Par ailleurs, plusieurs ont souligné que la disponibilité locale d'une source supplémentaire de production électrique réduirait la dépendance aux importations d'électricité, et rendrait l'approvisionnement moins vulnérable à la volatilité des prix de l'électricité sur les marchés d'importation. Toutefois, dans la mesure où le Québec ne produit pas de gaz naturel, l'exploitation d'une centrale au gaz suppose également une dépendance à des achats hors-Québec puisque l'alimentation de la centrale par gazoduc représente aussi une forme d'acquisition d'énergie sur des marchés extérieurs.

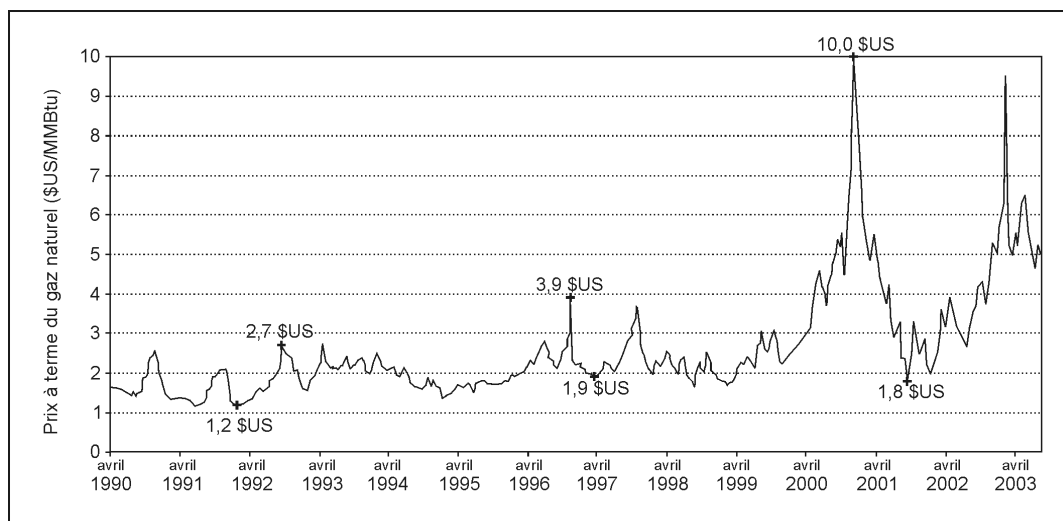
Le coût du gaz utilisé par la centrale de cogénération à Bécancour a été garanti pour un an. Dès sa seconde année d'exploitation, le prix d'achat de l'énergie électrique par Hydro-Québec serait exposé aux fluctuations du prix du gaz naturel sur le libre marché¹⁰¹. Or, le prix du gaz naturel sur les marchés nord-américains, déjà instable au cours des années 1990, a connu une flambée en 2000 et 2001. Rétabli en 2002, il a enregistré une autre hausse spectaculaire en 2003 (figure 6). Ces hausses seraient le résultat de la forte augmentation de la demande due notamment à la popularité croissante des centrales au gaz¹⁰². L'usage du gaz naturel comme seul carburant de la centrale de cogénération à Bécancour entraîne donc également une vulnérabilité aux fluctuations de prix sur les marchés extérieurs, et ce, durant toute la vie utile de la centrale.

100. M^{me} Sylvie Racine, DT2, p. 20.

101. M. Finn Greflund, DT1, p. 29.

102. DB4, p. 24.

Figure 6 Les prix à terme du gaz naturel sur le *New York Mercantile Exchange*



Source : adaptée de M. Bolinger, R. Wiser et W. Golove, 2003, *Centrales au gaz et énergies renouvelables, Cahiers de l'énergie*, vol. 1, n° 3, p. 3.

- ◆ *La commission constate que, si les centrales électriques utilisant le gaz naturel peuvent assurer une production d'énergie stable à l'abri des aléas de l'hydraulité, le recours à cette filière de production suppose l'importation de gaz naturel et, par le fait même, une vulnérabilité à la volatilité des prix de ce carburant sur les marchés nord-américains, qui perdure toute la vie utile des installations.*

Les émissions de gaz à effet de serre

Comme il a été dit précédemment, les gaz à effet de serre constituent généralement le rejet atmosphérique le plus problématique des centrales au gaz naturel. Or, les centrales au gaz naturel jouissent actuellement d'une grande popularité en Amérique du Nord. Plus de 96 % de toute la nouvelle puissance électrique installée au Canada et aux États-Unis en 2001 provenait de centrales au gaz naturel¹⁰³. Dans plusieurs régions du Canada ou des États-Unis, l'implantation de centrales au gaz naturel à cycle combiné est considérée comme un moyen de limiter ou de réduire les émissions de gaz à effet de serre dans la mesure où elles remplacent des centrales plus polluantes au mazout ou au charbon. Paradoxalement, l'introduction des mêmes centrales au Québec aurait l'effet contraire puisque leurs émissions de gaz à effet de serre provoqueraient une hausse significative du bilan d'émission sur un territoire où

103. Ministère de l'Environnement, 2003, p. 17.

93 % de la puissance électrique installée et 97 % de la production d'électricité est de source hydraulique¹⁰⁴.

- ◆ *La commission constate que, de façon générale en Amérique du Nord, les centrales au gaz sont maintenant privilégiées face aux centrales au mazout ou au charbon. Historiquement, le Québec a plutôt mis à profit ses ressources naturelles renouvelables. Ainsi, 97 % de sa production d'électricité est d'origine hydraulique.*

L'efficacité énergétique d'une centrale au gaz naturel

La valeur de l'efficacité énergétique d'une centrale ou d'un appareil de chauffage représente la fraction de l'énergie contenue dans le combustible qui peut être exploitée sous forme d'électricité ou de chaleur. Le taux maximal d'efficacité des centrales à cycle combiné est généralement de 56 % à 58 % PCI. Celui de la centrale du Suroît pourrait atteindre 60 % PCI en utilisant une nouvelle turbine plus performante¹⁰⁵. Ces valeurs se réfèrent au pouvoir calorifique inférieur (PCI) du carburant.

Le recours à la cogénération, comme le propose TransCanada Energy Ltd. à Bécancour, permet d'augmenter l'efficacité énergétique en produisant simultanément deux formes d'énergie, généralement de l'électricité et de la chaleur sous forme de vapeur. Les centrales de cogénération peuvent atteindre une efficacité énergétique de l'ordre de 75 %¹⁰⁶. Dans le *Règlement sur l'énergie produite par cogénération* qui balise les prochains appels d'offres pour un bloc d'énergie de 800 MW qui sera attribué par tranche de 200 MW, le gouvernement du Québec exige que les contrats qui seront attribués soient réservés à des installations dont l'efficacité moyenne sera d'au moins 70 %.

Or, la centrale de cogénération proposée par TransCanada Energy Ltd. aurait une efficacité de l'ordre de 60 % à 62 % PCI. L'énergie du gaz naturel serait récupérée à environ 51 % dans la production d'électricité et à 10 % dans la vapeur vendue. Le reste de l'énergie produite se retrouverait principalement dans la chaleur des gaz sortant des cheminées et des effluents liquides de la centrale. En tout, la vapeur vendue ne représenterait que 17 % de la vapeur produite (figure 2).

Mouvement Au Courant a signalé que l'efficacité énergétique de la centrale devrait plutôt être évaluée en fonction du pouvoir calorifique supérieur (PCS) du gaz

104. Hydro-Québec, 2003, p. 114 et 115.

105. M. Daniel Tokatelloff, DT2, p. 23 ; ministère de l'Environnement, 2003, p. 7.

106. M. Réal Carbonneau, DT2, p. 45.

naturel¹⁰⁷. Gaz Métro a confirmé que c'est plutôt ce type de taux qui sert de référence dans l'industrie énergétique nord-américaine. De fait, « pour évaluer l'efficacité énergétique des centrales électriques, le pouvoir calorifique supérieur (PCS) est la mesure la plus appropriée parce qu'elle tient compte de l'ensemble de l'énergie thermique du combustible »¹⁰⁸. Selon ce critère, l'efficacité de la centrale proposée par TransCanada Energy Ltd. serait de 54 % à 56 % PCS et celle de la centrale du Suroît proposée par Hydro-Québec, de 54 % PCS.

Le promoteur reconnaît que, pour maximaliser l'efficacité énergétique de sa centrale de cogénération, il aurait fallu qu'elle soit conçue d'abord en fonction de la production de vapeur. Il précise que son projet de centrale a été surtout conçu pour offrir un approvisionnement en électricité commercialement compétitif en réponse à l'appel d'offres d'Hydro-Québec et il souligne que l'appel d'offres A/O 2002-1 ne comportait aucune exigence quant à l'efficacité énergétique¹⁰⁹.

Plusieurs participants ont fait valoir que le gaz naturel serait beaucoup plus efficace s'il était utilisé directement pour le chauffage plutôt que pour produire de l'électricité puisque l'efficacité énergétique des appareils de chauffage récents au gaz naturel est supérieure à 85 % PCS et peut atteindre 95 % PCS. La mise à jour de janvier 2004 de l'*ÉnerGuide* publié par l'Office de l'efficacité énergétique du Canada répertorie 1 421 modèles d'appareil de chauffage au gaz naturel dont l'efficacité se situe entre 90 % et 96,9 % PCS¹¹⁰. Ainsi, en utilisant le gaz naturel dans la centrale de cogénération à Bécancour ou dans une centrale à cycle combiné, de 44 % à 46 % de l'énergie du gaz est perdue. Dans un appareil de chauffage performant, cette perte peut être réduite à aussi peu que 3 %.

Par ailleurs, Hydro-Québec a comparé le rendement de l'investissement énergétique dans les différentes filières de production d'électricité (tableau 9). Ce rendement est défini comme le rapport entre la quantité totale d'électricité produite pendant la vie normale d'une unité de production et la quantité d'énergie requise pour la construire, l'entretenir et l'alimenter. Le meilleur retour sur l'investissement serait obtenu par l'hydroélectricité au fil de l'eau et l'hydroélectricité avec réservoir. Dans l'ensemble, les centrales au gaz à cycle combiné n'offriraient pas un bon rendement de l'investissement énergétique, celui-ci étant à peine un peu plus de la moitié de celui de la biomasse des déchets forestiers, du tiers de l'énergie éolienne et de un quinzième à un vingtième de celui de l'hydroélectricité.

107. DM21.1, p. 2 et 3.

108. DQ12.1 ; *Enjeux-énergie*, 2004, volume 3, n° 3, p. 4.

109. DQ18.1 ; M. Daniel Tokateloff, DT2, p. 22.

110. DQ3.1, p. 1 ; www.oeec.nrcan.gc.ca/energystar.

Tableau 9 Le retour sur l'investissement énergétique des options de production d'électricité

Filière de production	Rendement de l'investissement* (valeurs représentatives des technologies existantes)
Hydroélectricité au fil de l'eau	267
Hydroélectricité avec réservoir	205
Éolienne	39
Cogénération à la biomasse (déchets forestiers)	27
Centrale au mazout lourd	21
Centrale nucléaire	16
Centrale au gaz naturel à cycle combiné	14
Centrale au charbon bitumineux	11
Énergie solaire photovoltaïque	9
Cogénération à la biomasse (plantation)	5

* Rapport entre la quantité totale d'électricité produite pendant la vie normale d'une unité de production et la quantité d'énergie requise pour la construire, l'entretenir et l'alimenter.

Source : adapté de Hydro-Québec, 2000.

- ◆ *La commission constate qu'en général les centrales utilisant le gaz naturel pour produire de l'électricité sont peu efficaces puisque plus de 45 % de l'énergie potentielle du gaz est perdue. Elles offrent aussi un faible retour sur l'investissement énergétique en comparaison des autres filières de production d'électricité.*
- ◆ *La commission constate que l'usage direct du gaz naturel pour le chauffage offre une efficacité énergétique de loin supérieure à ce qui est obtenu lorsqu'il est transformé en électricité dans une centrale à cycle combiné, même dotée des technologies les plus performantes.*
- ◆ *La commission constate que l'appel d'offres A/O 2002-01 d'Hydro-Québec ne contenait pas d'exigence relative à l'efficacité énergétique et que la centrale de cogénération proposée par TransCanada Energy Ltd. à Bécancour n'a pas été conçue pour maximaliser l'efficacité énergétique du gaz naturel mais plutôt pour répondre de façon concurrentielle à l'appel d'offres.*
- ◆ **Avis 13** — *La commission est d'avis que, malgré les gains d'efficacité que procure la production de vapeur, l'efficacité énergétique de la centrale de cogénération proposée par TransCanada Energy Ltd. n'est pas très différente de celle d'un projet de centrale à cycle combiné et qu'elle n'atteint pas le niveau d'efficacité minimal de 70 % que le gouvernement du Québec exigera dorénavant pour les projets de cogénération qui seront réalisés dans le cadre de l'application du Règlement sur l'énergie produite par cogénération.*

L'adéquation du projet à la Politique énergétique du Québec et au Plan d'action sur les changements climatiques du Québec

La Politique énergétique du Québec

La Politique énergétique du Québec traduit, depuis 1996, en matière d'action gouvernementale, les consensus établis lors d'un débat public sur l'énergie et s'inscrit dans une perspective de développement durable. Elle poursuit quatre objectifs :

- assurer aux Québécois les services énergétiques requis au meilleur coût possible ;
- promouvoir de nouveaux moyens de développement économique ;
- respecter ou rétablir les équilibres environnementaux ;
- garantir l'équité et la transparence.

L'efficacité énergétique est une priorité et un moyen privilégié pour atteindre trois de ces quatre objectifs. De plus, la Politique précise en page 29 que, pour répondre à la demande québécoise, « l'efficacité énergétique doit être considérée comme une filière à part entière, au même titre que les formes d'énergie offertes sur le marché ».

La Politique souligne également à la page 29 que, « pour le Québec, l'intérêt des économies d'énergie est d'autant plus grand que les potentiels utilisables sont importants et [...] les quantités en cause sont considérables, le Québec étant, par habitant, l'un des grands utilisateurs mondiaux d'énergie ». Ainsi, les objectifs fixés en matière de contrôle des gaz à effet de serre ne pourraient être atteints sans une exploitation systématique du potentiel d'économie d'énergie existant.

La Politique voit dans l'efficacité énergétique un facteur de développement économique :

[...] l'efficacité énergétique déclenche des investissements importants, fait intervenir des agents économiques de tous les milieux, ce qui entraîne des retombées économiques appréciables. L'efficacité énergétique fait appel à des produits, à des savoir-faire qui dynamisent de nouveaux secteurs d'activités et représentent des potentiels intéressants de croissance et de création d'emplois. Cet impact des investissements en économie d'énergie est d'autant plus avantageux que les activités en cause sont décentralisées, et peuvent représenter pour les régions des débouchés prometteurs.

(Gouvernement du Québec, 1996, p. 29)

Le processus d'appel d'offres qui a permis à TransCanada Energy Ltd. d'être sélectionnée ne tenait pas compte du rendement énergétique des projets soumis et ne permettait pas non plus aux promoteurs de projets d'économie d'énergie de

soumissionner au même titre que ceux des projets de centrales. En ce sens, l'efficacité énergétique n'était pas considérée comme une filière à part entière.

- ◆ *La commission constate que l'efficacité énergétique n'est toujours pas reconnue comme une filière à part entière et que les entreprises d'efficacité énergétique n'ont pas été autorisées à soumissionner au même titre que les entreprises de production d'électricité au moment de l'appel d'offres qui a permis de sélectionner TransCanada Energy Ltd.*

Quant au choix des filières de production d'électricité, la Politique manifestait un intérêt envers une diversification des formes de production pour constituer un « portefeuille de ressources ». Lors de la publication de la Politique, la diminution du prix du gaz naturel rendait ces centrales particulièrement attrayantes¹¹¹. L'évolution des prix depuis 2000 a modifié cette perspective (figure 6).

La Politique indiquait une préférence du gouvernement pour les projets de cogénération qui permettraient de réduire les charges polluantes. La réalisation d'un projet de cogénération au gaz naturel suppose que les promoteurs aient l'assurance de marchés pour vendre la vapeur produite. La Politique précise que, pour être retenus, les projets de cogénération au gaz naturel devraient comporter obligatoirement un contenu significatif en vapeur. « Dans le cas contraire, ces projets ne constitueraient qu'une façon déguisée de proposer des centrales thermiques au gaz¹¹² ». Le projet de cogénération proposé par TransCanada Energy Ltd. à Bécancour prévoit vendre de la vapeur, mais cette vente ne représenterait que 17 % de la vapeur disponible et ne permettrait pas de rendre la centrale beaucoup plus efficace qu'une centrale thermique au gaz.

- ◆ **Avis 14** — *La commission est d'avis que la construction d'une centrale de cogénération à Bécancour par TransCanada Energy Ltd. contribuerait, bien que modestement, à la diversification des modes de production d'électricité souhaitée par la Politique énergétique du Québec.*
- ◆ **Avis 15** — *La commission est d'avis que la centrale de cogénération proposée par TransCanada Energy Ltd. se comparerait à d'autres centrales au gaz à cycle combiné de capacité similaire quant à la charge polluante qu'elle générerait. Elle est d'avis également que la quantité de vapeur qui serait produite ne lui permettrait pas de se distinguer des centrales au gaz sans cogénération sur le plan de la performance énergétique.*

111. Gouvernement du Québec, 1996, p. 41, 43, 46 et 47.

112. Gouvernement du Québec, 1996, p. 47.

Le Plan d'action sur les changements climatiques

Le *Plan d'action québécois 2000-2002 sur les changements climatiques* propose un ensemble d'orientations et d'actions visant à respecter les engagements du Québec dans la lutte contre les changements climatiques. Ce plan est le plus récent. Globalement, son objectif premier est d'améliorer la performance du Québec en matière d'émission de gaz à effet de serre en préservant les réductions déjà réalisées, en obtenant des réductions supplémentaires des grands émetteurs et en freinant la croissance des émissions du secteur des transports.

Dans le domaine de la production d'électricité et afin de combler les nouveaux besoins, le Plan donne la priorité au développement hydroélectrique et à d'autres formes complémentaires d'énergies renouvelables, soit l'énergie éolienne et de la biomasse. Quant aux quelques centrales thermiques faisant déjà partie du parc de production d'Hydro-Québec, le gouvernement compte en reléguer l'usage à la satisfaction des besoins de pointe.

Dans le cadre de sa stratégie pour contrer les changements climatiques, le gouvernement a établi une hiérarchie dans le choix des filières d'approvisionnement en électricité¹¹³. Le tout premier choix, avant même d'avoir recours aux énergies renouvelables, c'est l'efficacité énergétique et les économies d'énergie. L'hydroélectricité arrive au second rang, suivie de l'énergie éolienne et de la biomasse. Les centrales de cogénération arrivent au cinquième rang et les centrales thermiques, au dernier.

Au cours de son analyse, la commission a pu constater que le projet de centrale de TransCanada Energy Ltd. à Bécancour ne se distinguait pas d'une centrale thermique au gaz performante, ni en matière d'efficacité énergétique ni en regard du taux d'émission de gaz à effet de serre. Aussi, dans l'esprit de la stratégie québécoise, il s'agit d'un choix de dernier recours qui ne se justifie que si toutes les autres solutions ont été écartées. Or, la démonstration n'a pas été faite à ce jour. Il y a lieu de souligner que le ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs a demandé, le 9 février 2004, un avis à la Régie de l'énergie sur la sécurité énergétique des consommateurs québécois. Ce mandat¹¹⁴ qu'a reçu la Régie consiste à :

1. Établir clairement l'augmentation de la capacité de production d'électricité nécessaire afin de répondre à la demande d'ici 2010 et ainsi assurer la sécurité énergétique du Québec pour cette forme d'énergie.

113. M. Jean-Claude Raymond, DT3, p. 38 et 39.

114. Lettre mandat datée du 9 février 2004 du ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs, M. Sam Hamad, à l'attention de M^{me} Lise Lambert, présidente de la Régie de l'énergie.

2. Étudier les options de production possibles pour répondre à l'accroissement de la demande d'électricité à moyen terme, notamment dans le respect de l'environnement et du développement durable.
 3. Étudier l'apport des mesures d'efficacité énergétique.
- ◆ *La commission constate et rappelle que le Plan d'action québécois 2000-2002 sur les changements climatiques propose de restreindre l'usage des centrales thermiques existantes aux périodes de pointe.*
 - ◆ **Avis 16** — *La construction d'une centrale comme celle proposée par TransCanada Energy Ltd. à Bécancour correspond à un choix de dernier recours dans la stratégie québécoise de réduction des gaz à effet de serre. La commission est d'avis que ce choix ne se justifie que si toutes les autres possibilités ont été épuisées. Or, la démonstration n'a pas été faite à ce jour. L'avis de la Régie de l'énergie demandée par le ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs en février 2004 devrait permettre de clarifier la situation.*

Les solutions de remplacement

La commission examine ici les principales solutions de rechange aux centrales thermiques en suivant notamment la hiérarchie de la stratégie québécoise sur les changements climatiques.

L'efficacité énergétique

Considérée comme une filière énergétique à part entière par la Politique énergétique, l'efficacité énergétique représente la réponse à la croissance des besoins qui génère le moins d'impacts et reste de loin préférable. Elle entraînerait également des retombées économiques appréciables¹¹⁵.

Dans son plan d'approvisionnement, Hydro-Québec se fixe des objectifs d'efficacité énergétique dont elle tient compte dans ses prévisions. En 1992, elle avait estimé le potentiel d'efficacité énergétique de la décennie à 27,6 TWh/an. À la fin des années 1990, elle estimait avoir atteint moins de 10 % de sa cible, soit 2,5 TWh/an. En novembre 2002, elle déposait à la Régie de l'énergie le Plan global en efficacité énergétique 2003-2006. Le Plan évaluait le potentiel technico-économique d'efficacité énergétique de la période 2003-2006 à 8,5 TWh/an¹¹⁶. Hydro-Québec définit le potentiel technico-économique comme les économies d'énergie associées à

115. Gouvernement du Québec, 1996, p. 29.

116. DB4, p. 196, 198 et 209.

l'implantation des mesures disponibles partout où cela est techniquement possible et économiquement rentable, sans tenir compte de l'acceptation des mesures par les consommateurs¹¹⁷. Ce potentiel représenterait la somme des économies d'énergie qui pourraient être obtenues à un coût unitaire inférieur ou égal au coût évité.

Dans le Plan global en efficacité énergétique 2003-2006, Hydro-Québec se fixait un objectif de 0,75 TWh d'économie d'énergie, soit 9 % du potentiel technico-économique de 8,5 TWh. À cette fin, Hydro-Québec compte investir 125 M\$, soit en moyenne 42 M\$/an. Cela équivaut à 3 % de l'investissement annuel moyen qu'elle prévoit consacrer à la réalisation de projets hydroélectriques (5,4 G\$ en quatre ans) selon le Plan stratégique 2004-2008¹¹⁸.

Pour la Régie de l'énergie, le Plan global représente un pas dans la bonne direction et elle voit dans l'objectif de 0,75 TWh « un point de départ vers une plus grande efficacité énergétique ». Elle incite néanmoins Hydro-Québec à se fixer des objectifs plus ambitieux et souligne que le potentiel technico-économique de même que les objectifs d'économie d'énergie ont pu être sous-évalués parce que le coût évité utilisé était basé sur le coût d'acquisition de l'énergie patrimoniale à 2,79 ¢/kWh. Elle invite donc Hydro-Québec à revoir les calculs du coût évité en se référant plutôt au coût d'acquisition des nouvelles énergies postpatrimoniales qui se situerait entre 5,7 et 6,5 ¢/kWh¹¹⁹.

Dans le cadre de la présente audience publique, Hydro-Québec a précisé qu'elle considère le potentiel technico-économique comme un concept théorique irréalisable commercialement. Sa concrétisation demanderait d'intervenir intensivement sur le marché par de l'information, de la sensibilisation, de la formation, de l'aide financière, du soutien technique et de la réglementation, ce qui dépasse son mandat¹²⁰.

L'exemple des programmes d'efficacité énergétique Novoclimat et R-2000 illustre la sous-exploitation du potentiel d'économies. Au cours de l'année 2002-2003, au Québec, 206 nouvelles maisons ont été construites selon les normes québécoises Novoclimat et 2 selon les normes canadiennes R-2000. Cela ne représente que 0,8 % des maisons unifamiliales mises en chantier durant cette période. L'économie récurrente obtenue pour ces 208 maisons est évaluée à 0,0014 TWh/an. L'Agence de l'efficacité énergétique estime que, si Novoclimat ou R-2000 avait été la norme de construction pour l'ensemble des mises en chantier d'habitations unifamiliales au cours de l'année, l'économie annuelle récurrente aurait été respectivement de

117. DB1, annexe 1A, p. 1 et 2.

118. DB4, p. 12 et 47.

119. Régie de l'énergie, décisions D-2003-110 (p. 33 et 34) et D-2002-169 (p. 20 et 21) ; DB3, p. 7.

120. DQ2.2, p. 6 et 7.

0,17 TWh et 0,25 TWh¹²¹. Ainsi, les gains énergétiques obtenus en une seule année auraient pu équivaloir à ceux du détournement de la rivière du Saut aux Cochons ou de la rivière Portneuf (tableau 8, A).

Des témoignages reçus lors de l'audience publique ont permis de constater l'absence d'un véritable plan d'action québécois en efficacité énergétique. À l'exception d'Hydro-Québec et Gaz Métro qui établissent des plans globaux d'efficacité énergétique qu'elles font approuver par la Régie de l'énergie, l'application de mesures d'efficacité énergétique est laissée à la bonne volonté des individus, des administrations et des entreprises. Selon les représentants de l'Agence de l'efficacité énergétique et du ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs, il n'y a pas d'objectif global de performance ni de suivi mené en la matière par le gouvernement du Québec. L'Agence considère qu'elle n'a pas le pouvoir de fixer des objectifs nationaux et que cette responsabilité revient au gouvernement tandis que, selon le ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs, aucun plan d'action global en efficacité énergétique ne serait en préparation pour l'instant¹²².

La Politique énergétique du Québec avait pourtant annoncé la mise en branle d'un tel plan d'action interministériel dont l'Agence de l'efficacité énergétique aurait été le coordonnateur et le maître d'œuvre :

[...] la réalisation des objectifs retenus en matière d'économie d'énergie nécessite un très haut degré d'harmonisation et de coordination avec les principaux organismes gouvernementaux impliqués. Pour la réalisation ou le suivi des mesures retenues, un grand nombre d'administrations auront un rôle important à jouer. Outre le ministère des Ressources naturelles, on doit mentionner le Conseil du trésor, les ministères des Finances, des Transports, de l'Environnement et de la Faune, des Affaires municipales, de l'Industrie, du Commerce, de la Science et de la Technologie, la Régie du bâtiment, la Société de l'assurance automobile du Québec et la Société d'habitation du Québec. La collaboration entre les ministères concernés prendra forme dans le cadre du plan d'action interministériel visant l'optimisation de la consommation d'énergie [...]. La mise en place de l'Agence de l'efficacité énergétique, en tant que guichet unique pour ce qui concerne les économies d'énergie, devrait permettre cette coordination [...]. (Gouvernement du Québec, 1996, p. 37)

Force est de constater que cette partie de la Politique n'a pas encore été mise en œuvre, sept ans plus tard. Depuis sa création en 1997, l'Agence a joué surtout un rôle de sensibilisation, d'éducation et de promotion de mesures d'efficacité énergétique. Elle a agi comme conseiller technique en matière d'efficacité énergétique auprès du gouvernement, des entreprises et de la population et elle s'est

121. DQ1.1.

122. M. Alain Daneau, M. Réal Carbonneau et M^{me} Stéphanie Hélène Leclerc, DT2, p. 40 à 47 et 51 à 55.

fait le promoteur de divers projets en partenariat. Selon son porte-parole, les interventions ont visé davantage la réalisation de petits projets concrets qui génèrent des économies d'énergie plutôt que le développement d'une vision d'ensemble¹²³.

Selon la Politique énergétique, l'Agence devrait « disposer d'un financement adéquat, permettant de garantir la cohérence des actions entreprises » :

À cette fin, la future Agence de l'efficacité énergétique sera financée à partir d'une redevance, qui sera [...] prélevée sur l'ensemble des formes d'énergie et pourrait être répartie en fonction de la place de chacune de ces formes dans le bilan énergétique.

(Gouvernement du Québec, 1996, p. 36 et 37)

En effet :

« Dans la loi constitutive de l'Agence, il y a un article qui prévoit que l'Agence peut se financer par des contributions des distributeurs d'énergie à être versées au ministre des Ressources naturelles. Mais [...] en pratique, cet article-là n'a pas encore été appliqué ».

(M. Alain Daneau, DT2, p. 53)

Malgré la modestie des ressources mises à sa disposition, les résultats obtenus par l'Agence de l'efficacité énergétique mettent en lumière l'existence au Québec d'un important potentiel inexploité d'efficacité énergétique. Bien que le faible coût de l'énergie, particulièrement celui de l'électricité, soit en quelque sorte une contrainte à la mise en valeur de ce potentiel, la hausse significative du coût d'acquisition de l'électricité postpatrimoniale va contribuer à l'amoinrir. Dans la mesure où des moyens adéquats seraient mis en œuvre pour réaliser un vaste plan d'action concertée comme le prévoyait la Politique énergétique du Québec, l'efficacité énergétique pourrait jouer un rôle beaucoup plus important à moyen et à long terme dans la gestion de la demande en électricité. À court terme, elle pourrait déjà livrer des résultats significatifs.

- ◆ *La commission constate qu'il n'y a actuellement au Québec ni objectif global, ni plan d'action national, ni coordination des efforts en matière d'efficacité énergétique, et ce, malgré les intentions clairement exprimées à cet effet dans la Politique énergétique du Québec.*
- ◆ **Avis 17** — *La commission est d'avis qu'il importe que la Politique énergétique du Québec soit mise à jour rapidement afin que soient fixés des objectifs nationaux en*

123. M. Alain Daneau, DT2, p. 41, 43 et 52 ; DB26.

matière d'efficacité énergétique et les moyens de mise en œuvre. De plus, un plan d'action en cette matière devrait être élaboré de façon à coordonner les efforts.

- ◆ **Avis 18** — *La commission est d'avis que le potentiel d'efficacité énergétique au Québec est encore nettement sous-exploité, malgré la limitation en la matière qui découle du faible prix de l'électricité comparativement au reste de l'Amérique du Nord. Elle est d'avis que la hausse du coût d'acquisition de l'électricité postpatrimoniale va faciliter l'exploitation de ce potentiel et que, dans la mesure où un plan d'action est mis en œuvre rapidement et que les ressources adéquates y sont consacrées, l'efficacité énergétique pourrait contribuer à éviter la construction de nouvelles centrales thermiques.*

- ◆ **Avis 19** — *La commission est d'avis que l'efficacité énergétique devrait être privilégiée dans le processus de sélection des projets devant satisfaire la demande québécoise en électricité conformément au degré de priorité que lui accordent la Politique énergétique du Québec et le Plan d'action québécois 2000-2002 sur les changements climatiques.*

Des choix qui influencent la demande

Le problème du contrôle de la demande s'étend au-delà des enjeux d'efficacité énergétique. L'analyse des composantes de la croissance de la demande indique que l'accélération invoquée pour justifier la construction de centrales thermiques est davantage imputable à la croissance de la consommation d'un petit nombre d'industries énergivores qu'à celle de la population en général. Des décisions ponctuelles, notamment celles concernant l'agrandissement d'alumineries, peuvent à elles seules modifier considérablement le taux de croissance de la demande en électricité.

Ainsi, bien qu'il ne soit pas possible de déterminer l'usage exact de l'électricité produite par une centrale une fois qu'elle est récupérée par le réseau intégré d'Hydro-Québec, la similarité entre la capacité de production du projet de centrale de cogénération de TransCanada Energy Ltd. à Bécancour et les besoins suscités par l'agrandissement de l'aluminerie Alouette à Sept-Îles est frappante (510 MW pour 4,3 TWh à l'aluminerie et de 507 à 547 MW pour 4,1 à 4,5 TWh à la centrale). Elle l'est d'autant plus que l'appel d'offres auquel TransCanada Energy Ltd. a répondu avait été haussé de 600 MW pour tenir compte de ce projet d'agrandissement.

Le poids de tels projets sur la demande est considérable. À lui seul, le projet d'agrandissement de l'aluminerie Alouette consommerait une énergie équivalente à la moitié du potentiel technico-économique d'efficacité énergétique établi par Hydro-Québec, équivalente à près de 6 fois l'objectif d'économie d'énergie qu'Hydro-Québec s'est fixé et équivalente à 7,5 fois les économies d'énergie que l'Agence de l'efficacité énergétique estime avoir générées en cinq ans.

La Politique énergétique traite des enjeux énergétiques liés aux industries fortes consommatrices d'énergie. Elle propose de recentrer les priorités en accordant une préférence aux industries qui créent le plus d'emplois par unité de consommation énergétique et à celles qui favorisent la transformation en produits à valeur ajoutée¹²⁴. Plus récemment, en janvier 2004, Hydro-Québec soulignait cet enjeu devant la commission parlementaire qui examine le Plan stratégique 2004-2008 de l'entreprise. Elle incitait le gouvernement à introduire l'efficacité énergétique dans les décisions de développement en misant préférablement sur les industries qui créent le plus d'emplois par mégawatt de préférence aux industries les plus énergivores. Hydro-Québec signalait, statistiques à l'appui, que les alumineries comptent parmi les industries qui génèrent le moins d'emplois et le moins d'investissements dans l'économie pour chaque mégawatt consommé (tableau 10)¹²⁵.

Les projets d'agrandissement d'alumineries n'ont pas fait l'objet d'un débat public. Il est utile de souligner qu'ils ne sont pas assujettis à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement alors que les projets de nouvelles alumineries le sont. Compte tenu que ces industries comptent à la fois parmi les plus énergivores et les plus grands producteurs de gaz à effet de serre, il serait souhaitable que le gouvernement revoie ses pratiques de développement industriel dans le domaine des alumineries pour les accorder avec sa politique énergétique et son plan d'action sur les changements climatiques. Il s'agit là d'un choix de société qui entraîne des conséquences majeures sur le développement énergétique ainsi que des conséquences directes et indirectes importantes sur le bilan d'émission de gaz à effet de serre. Une telle révision des stratégies de développement industriel est susceptible d'avoir un effet marqué sur la croissance de la demande en électricité sans compter ses effets sur le développement économique.

124. Gouvernement du Québec, 1996, p. 64 et 65.

125. M. André Caillé, Commission de l'économie et du travail portant sur le Plan stratégique 2004-2008 d'Hydro-Québec, Assemblée nationale du Québec, séance du 21 janvier 2004, 10 h 30, p. 8.

Tableau 10 La création d'emplois et les investissements par unité d'électricité consommée, selon le secteur industriel

Industrie	Emplois par MW	M\$ investis par MW
Transformation alimentaire	234	26
Dérivés du silicium	64	19
Biotechnologies	34	20
Transformation d'aluminium ou de magnésium	34	14
Électronique	12	14
Chimie et plastique	6	22
Alumineries (expansion)	0,7	2,8

Source : adapté de DQ17.1.

- ◆ **Avis 20** — *Compte tenu de la forte demande en électricité que les alumineries suscitent, des grandes quantités de gaz à effet de serre qu'elles émettent et du faible taux d'emploi qu'elles génèrent par rapport à leur consommation énergétique, la commission est d'avis que les projets d'agrandissement d'alumineries devraient être assujettis à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement et ainsi faire l'objet d'un débat public. De plus, dans une approche cohérente, la politique de développement industriel du Québec devrait être revue pour s'harmoniser avec la Politique énergétique du Québec et le Plan d'action 2000-2002 sur les changements climatiques.*

L'hydroélectricité

Sur le territoire québécois, Hydro-Québec demeure le seul producteur à pouvoir offrir de l'énergie hydroélectrique en réponse aux appels d'offres de sa division Distribution. Compte tenu du temps requis pour développer et réaliser les projets de développement hydroélectrique, il est possible d'entrevoir pour les prochaines années la progression de l'offre en hydroélectricité québécoise. Le bilan des principaux projets en exploitation depuis peu, en cours de réalisation, en attente d'autorisation, à l'étude ou annoncés permet de constater que, techniquement, d'ici 2011, l'hydroélectricité peut encore demeurer la principale source d'approvisionnement pour satisfaire la croissance de la demande québécoise en électricité dans la mesure où des moyens sont exercés pour contrôler efficacement la croissance de la demande (tableau 8).

Cependant, les coûts de développement de prochains projets sont croissants et, dans un contexte d'appel d'offres dont les critères de sélection sont notamment basés sur

le critère du plus bas prix, il pourrait arriver que des contrats soient attribués pour d'autres filières de production moins avantageuses d'un point de vue social et environnemental.

- ◆ **Avis 21** — *La commission est d'avis que les règles régissant l'approvisionnement des Québécois en énergie électrique doivent refléter les valeurs du développement durable auquel le gouvernement du Québec adhère et, en particulier, le degré de priorité accordé à l'efficacité énergétique et à l'hydroélectricité dans la stratégie québécoise sur les changements climatiques.*

Les autres énergies renouvelables

Outre l'énergie de la biomasse forestière dont la quote-part jusqu'en 2010 a été établie à 100 MW, l'autre forme d'énergie renouvelable présentant un bon potentiel d'exploitation au Québec serait l'énergie éolienne¹²⁶.

La Politique énergétique place un grand intérêt dans le développement de cette filière. Elle considère que la technologie éolienne a atteint une maturité qui la rend intéressante comme source d'approvisionnement électrique pour le Québec. Elle y voit un mode de production flexible qui s'intégrerait bien dans le parc de production d'Hydro-Québec. Les périodes de plus grande production coïncideraient avec celles de plus grande consommation d'électricité et, de plus, le couplage avec les réservoirs des centrales hydroélectriques s'avérerait fort avantageux puisqu'il permettrait l'emménagement d'énergie sous forme de réserves hydrauliques.

Deux projets à Murdochville totalisant 108 MW pour 0,4 TWh ont fait l'objet récemment d'une audience publique tenue par le BAPE. Le calendrier de ces projets prévoit leur construction en 2004. En outre, Hydro-Québec a lancé un appel d'offres pour la livraison de 1 000 MW d'énergie éolienne d'ici la fin de 2012. Ce bloc d'énergie, dans l'horizon prévu, apparaît toutefois modeste si on le compare au développement que connaît l'énergie éolienne en Allemagne. Dans ce pays qui est en voie de devenir un chef de file mondial dans le domaine de l'énergie éolienne, la puissance éolienne installée est passée de 167 MW en 1992 à 12 000 MW en 2002. La croissance de son parc d'éoliennes a été de 3 250 MW en 2002 et de 3 000 MW en 2003.

Cette forme d'énergie paraît intéressante dans le contexte où sa complémentarité avec l'hydroélectricité s'avère avantageuse. À moyen et à long terme, elle pourrait permettre une diversification des filières de production d'électricité au Québec

126. Gouvernement du Québec, 1996, p. 47 et 48.

respectueuses de la stratégie de lutte contre les changements climatiques et contribuer à répondre efficacement aux besoins de cette décennie et de la suivante.

- ◆ *La commission constate que l'énergie éolienne représente une forme de production d'électricité prometteuse pour le Québec étant donné sa complémentarité avec l'hydroélectricité. Cette forme d'énergie renouvelable peut s'avérer avantageuse pour permettre, à moyen et à long terme, une diversification des modes de production.*
- ◆ **Avis 22** — *La commission est d'avis que le programme de développement de l'énergie éolienne au Québec devrait être plus ambitieux et qu'à cette fin, un bloc d'énergie éolienne devrait faire l'objet d'un nouvel appel d'offres.*

L'importation d'électricité

Le contexte d'ouverture des marchés nord-américains de l'énergie permet à Hydro-Québec de faire des profits intéressants en utilisant ses interconnexions avec ses voisins pour vendre des surplus d'électricité. Ces mêmes interconnexions permettent également d'importer de l'électricité pour combler la demande de pointe durant les périodes les plus froides de l'année. Il est prévu que ces interconnexions soient également utilisées pour des contrats attribués par l'entremise d'appels d'offres de court terme et la Régie de l'énergie a déterminé qu'elles pourraient, à certaines conditions, être également utilisées pour des contrats d'approvisionnement de long terme découlant de futurs appels d'offres¹²⁷.

Le Québec disposerait d'interconnexions avec les réseaux voisins d'une capacité d'environ 7 500 MW. Cependant, Hydro-Québec évalue que la puissance des interconnexions en mode importation serait de 4 160 MW en hiver et de 3 560 MW en été¹²⁸. Elle établit leur capacité annuelle effective à 20 TWh, dont 5 TWh en période de pointe (le jour du lundi au vendredi) et 15 TWh hors pointe. En pratique et en tenant compte des disponibilités d'énergie sur les marchés, elle restreint cependant cette capacité à 10 TWh/an, dont 5 TWh en période de pointe et 5 TWh hors pointe. Elle propose toutefois dans sa planification de limiter sa dépendance aux marchés d'importation à 50 % de la capacité utile, soit à 5 TWh par année. Après avoir analysé le Plan d'approvisionnement 2002-2011, la Régie de l'énergie concluait qu'Hydro-Québec « a accès à une capacité globale d'interconnexion en importation d'au moins 10 TWh »¹²⁹. L'importation de quelques TWh/an peut représenter une solution avantageuse pour pallier les besoins d'énergie de court et de moyen terme.

127. Régie de l'énergie, décision D-2002-169 du 2 août 2002, p. 52.

128. DB1, HQD-2, document 3, p. 16 et 17 et annexe 3C, p. 1 à 3 ; Gouvernement du Québec, 1996, p. 41.

129. Régie de l'énergie, décision D-2002-169 du 2 août 2002, p. 52.

L'importation occasionnelle d'énergie électrique soumet l'acheteur aux aléas des fluctuations de prix sur les marchés extérieurs. Cependant, ce risque financier est temporaire alors que le prix de l'électricité produite par une centrale au gaz naturel reste constamment à la merci des coûts du gaz, une énergie qui provient de l'extérieur du Québec et dont le prix a connu des flambées majeures depuis l'an 2000 (figure 6).

- ◆ **Avis 23** — *La commission est d'avis que l'exploitation des capacités d'importation des interconnexions du réseau de transport d'Hydro-Québec avec les réseaux voisins peut s'avérer une solution palliative pour combler une partie de la demande en électricité à court et à moyen terme. Cette approche pourrait offrir une solution complémentaire aux différentes avenues de la gestion de la demande d'énergie et à un plan d'action national en matière d'efficacité énergétique.*

L'utilisation optimale du gaz naturel

L'écart d'efficacité énergétique entre l'utilisation du gaz naturel dans des appareils de chauffage et son utilisation dans la plus performante des centrales à cycle combiné ou de cogénération au gaz est tel que plusieurs suggèrent qu'il serait préférable de développer davantage le marché du chauffage au gaz que d'investir cette ressource dans la production d'électricité. Le gain potentiel d'efficacité est de l'ordre de 35 % à 40 % de l'énergie calorifique du combustible.

Le gaz naturel répondrait actuellement à environ 17 % de la demande énergétique québécoise¹³⁰. Sa part de marché est en croissance. Gaz Métro a effectué près de 6 000 nouveaux branchements au cours de la dernière année et s'attend à atteindre prochainement 10 000 branchements par année. Théoriquement, une augmentation massive du recours au gaz naturel pour le chauffage résidentiel, institutionnel et commercial pourrait avoir un effet de ralentissement sur la demande en électricité. En pratique, elle n'entraînerait un gain d'efficacité énergétique que si elle permettait d'éviter le recours à une centrale thermique. Toutefois, une telle transformation du marché ne peut se réaliser à court ou à moyen terme¹³¹. La croissance du marché du chauffage au gaz naturel demeure insuffisante pour infléchir de façon significative les prévisions de la demande en électricité.

Plusieurs facteurs restreignent la part du gaz naturel dans le marché du chauffage. Le plus important frein serait le faible coût de détail de l'électricité qui rend le chauffage au gaz moins concurrentiel. De plus, l'installation du chauffage au gaz dans une

130. M^{me} Stéphanie Hélène Leclerc, DT2, p. 39.

131. DQ3.1.

maison déjà chauffée à l'électricité (la majorité du marché résidentiel) demande des transformations physiques importantes qui s'avèrent souvent dissuasives.

Du point de vue de l'émission de gaz à effet de serre, une progression du gaz naturel dans le marché du chauffage n'est avantageuse que dans la mesure où ce combustible en remplace un autre plus polluant qui, dans le contexte québécois, pourrait être le mazout ou le bois. Si le chauffage au gaz remplaçait un chauffage électrique, il représenterait alors une source d'émissions supplémentaires de gaz à effet de serre. Dans le contexte d'une démarche collective de réduction des émissions de gaz à effet de serre, le recours au gaz naturel pour le chauffage, bien que plus efficace que son exploitation dans une centrale thermique, demeure un choix moins avantageux que le recours à l'efficacité énergétique ou encore aux énergies renouvelables comme l'hydroélectricité.

- ◆ **Avis 24** — *La commission est d'avis que le potentiel de croissance du marché du chauffage au gaz ne permet pas, à court ou à moyen terme, de modifier substantiellement les tendances de la demande en électricité au Québec. Elle est également d'avis qu'une croissance marquée de la part du gaz naturel dans le marché du chauffage ne serait pas avantageuse sur le plan environnemental à moins qu'elle ne se fasse exclusivement qu'aux dépens du mazout et du bois.*

L'énergie à l'heure des choix

À l'orée de 2004, le Québec se trouve à un point tournant sur le plan énergétique et environnemental. Un an après la ratification du Protocole de Kyoto par le Canada, le Québec devra bientôt convenir de la part des engagements canadiens qu'il aura à assumer en matière de réduction des gaz à effet de serre. Par ailleurs, en 2004, sa consommation d'électricité excédera pour la première fois le bloc réservé d'énergie patrimoniale et il devra faire appel à de nouveaux approvisionnements acquis selon de nouvelles règles et à un coût plus élevé. Au même moment, pour satisfaire sa consommation croissante en électricité, le Québec évalue la pertinence de construire des centrales au gaz susceptibles d'augmenter grandement ses émissions de gaz à effet de serre.

Dans le cas du projet de centrale de TransCanada Energy Ltd., Hydro-Québec justifie le recours à la filière thermique en invoquant une situation de pénurie appréhendée. Cette situation d'urgence astreindrait le Québec à déroger à ses priorités énergétiques et environnementales. Il s'apprêterait ainsi à construire de nouvelles centrales thermiques pour satisfaire des besoins de base.

Le non-respect de la Politique énergétique en matière d'efficacité énergétique et le manque d'harmonisation de la stratégie industrielle du Québec avec cette politique

ont permis et même suscité l'emballement actuel de la demande en électricité. À défaut d'un plan intégré et concerté d'efficacité énergétique du gouvernement du Québec tel que le recommandait la Politique énergétique du Québec, il n'a pas été possible d'exploiter efficacement tout le potentiel disponible qu'offre cette filière. De plus, l'attribution d'importantes ressources énergétiques à certaines industries énergivores, sans égard à la disponibilité de l'énergie et ne cadrant pas avec les priorités recommandées dans la Politique énergétique, a contribué à l'inflation de la demande d'électricité et au resserrement de l'écart avec l'offre.

La commission a pu constater, selon l'information dont elle dispose, que la nouvelle production d'hydroélectricité prévue ne suffirait pas à combler la nouvelle demande anticipée à compter de 2005. La centrale proposée par TransCanada Energy Ltd. à Bécancour pourrait contribuer à combler une partie de cette demande dès l'automne de 2006 si elle était réalisée selon le calendrier prévu.

Par ailleurs, tel qu'il a été appliqué jusqu'à présent, le processus d'approvisionnement par appel d'offres pour satisfaire la demande en électricité postpatrimoniale avantage les centrales thermiques. Il ne permet pas de concrétiser les priorités gouvernementales en matière d'efficacité énergétique et de choix des filières de production. Les soumissions de projets d'efficacité énergétique n'étaient pas recevables et les contrats étaient attribués aux plus bas soumissionnaires, l'appel d'offres ne comportant pas de critère de sélection relatif au développement durable.

Le recours à l'énergie thermique n'est pas la seule solution disponible pour combler la nouvelle demande anticipée. La Régie de l'énergie devrait fournir une réponse à cette question. Il sera ainsi possible de vérifier la possibilité de faire appel à une approche plus cohérente avec les principes du développement durable et avec les orientations et l'esprit de la Politique énergétique et du Plan d'action sur les changements climatiques.

Pour combler la nouvelle demande à court et à moyen terme :

- le recours temporaire aux interconnexions en mode d'importation. Ces interconnexions offriraient un potentiel d'importation de l'ordre de 10 TWh/an à une puissance variant entre 3 560 MW l'été et 4 160 MW l'hiver ;
- une gestion rigoureuse de la demande faisant appel notamment aux contrats d'énergie interruptible ;
- l'accroissement du bloc d'énergie réservé à la production éolienne.

Pour contrôler la demande à court, à moyen et à long terme :

- la mise en action rapide par le gouvernement du Québec d'un vigoureux plan d'action national en efficacité énergétique tel que le recommande la Politique énergétique du Québec. Un tel plan interministériel concerté est indispensable pour permettre de maximaliser les gains en efficacité énergétique mais exige des mesures réglementaires, fiscales et financières adéquates ;
- la révision de la stratégie de développement industriel afin d'orienter l'énergie électrique vers les industries maximalisant la création d'emplois et les retombées économiques par rapport à l'énergie consommée tel que le recommande la Politique énergétique.

Pour s'assurer de la cohérence des choix d'approvisionnement de long terme avec les principes du développement durable et avec les priorités découlant des engagements de réduction des émissions de gaz à effet de serre :

- la mise à jour de la Politique énergétique, notamment pour fixer des objectifs nationaux en efficacité énergétique de même que les moyens de mise en œuvre ;
- le reflet des priorités du Plan d'action québécois sur les changements climatiques et des principes du développement durable dans les mécanismes menant au choix des nouveaux approvisionnements en électricité. Il y a lieu de préciser que le gouvernement possède le pouvoir d'indiquer à la Régie de l'énergie les préoccupations économiques, sociales et environnementales qu'elle doit prendre en compte, notamment dans le cadre de l'approbation des plans d'approvisionnement, tel que le prévoit l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹³² ;
- le maintien de la priorité accordée aux énergies renouvelables, principalement l'hydroélectricité et l'énergie éolienne.

Le déploiement d'une telle stratégie permettrait au Québec de donner un signal clair du sérieux de son engagement dans la lutte contre les changements climatiques. Les énergies renouvelables hydroélectriques et éoliennes représentent un atout face à la volatilité du prix des combustibles fossiles et au tarissement graduel des réserves traditionnelles. Il faut également prévoir le coût croissant d'acquisition de nouvelles énergies et, au-delà de l'horizon 2011, la raréfaction des nouvelles ressources hydroélectriques rapprochées et économiquement rentables. L'investissement dans

132. Voir le décret 354-2003 du 5 mars 2003 *Concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard de la cogénération*, (2003) 135 G.O. partie 2, 1779.

l'efficacité énergétique et la gestion de la demande est donc primordial car elles offriraient une marge de manœuvre appréciable face aux transformations futures des marchés de l'énergie.

- ◆ **Avis 25** — *La commission est d'avis qu'avant de recourir à une centrale au gaz naturel pour combler la demande supplémentaire en électricité il importe d'exploiter le potentiel d'une stratégie intégrée combinant un plan d'action national en efficacité énergétique, une gestion rigoureuse de la demande faisant appel notamment aux contrats d'énergie interruptible, un recours temporaire aux importations et l'acquisition de nouvelles énergies renouvelables, surtout hydroélectriques et éoliennes. Cela permettrait au Québec d'être cohérent avec les principes du développement durable et de demeurer fidèle à son engagement de réduire les gaz à effet de serre.*

Conclusion

Le projet de construction d'une centrale de cogénération par TransCanada Energy Ltd. à Bécancour a été examiné par la commission sous deux angles : celui des enjeux locaux qu'il soulève et celui des enjeux globaux dans lesquels il s'inscrit.

Sur le plan des enjeux locaux, le projet de centrale de cogénération n'aurait pas d'effets significatifs sur la qualité de l'air ambiant, sur le climat sonore de même que sur la santé de la population avoisinante. Néanmoins, de façon à prévenir la contamination des milieux atmosphérique et aquatique et afin d'assurer la sécurité routière sur les voies de circulation aux alentours de la centrale, en raison de la présence occasionnelle et prévisible de panache de vapeur, la mise en service de la centrale proposée nécessiterait un suivi. De plus, un programme efficace de gestion du risque s'avérerait essentiel compte tenu de la possibilité d'accidents majeurs liés à l'exploitation de la centrale proposée.

Peu d'emplois permanents seraient associés à l'exploitation de cette centrale dont la seule présence aurait peu d'effets structurants sur le développement du Parc industriel et portuaire de Bécancour. Afin d'avoir une idée plus juste des retombées du projet sur le potentiel de développement du parc industriel, il aurait été nécessaire que le mandat d'enquête et d'audience publique porte également sur l'implantation, par la Société en commandite Gaz Métro, de la conduite sous-fluviale de gaz naturel, une composante essentielle au projet. D'ailleurs, pour la commission, il importe que l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement intègrent l'ensemble des composantes d'un projet de cette envergure de manière à mieux déterminer ses impacts sur l'environnement et d'en permettre l'optimisation le cas échéant.

L'inscription de ce projet dans les suites des engagements récents du Canada et du Québec au regard du Protocole de Kyoto, dans le *Plan d'action québécois 2000-2002 sur les changements climatiques* ainsi que dans la Politique énergétique du Québec constitue l'enjeu majeur. Les émissions annuelles nettes de gaz à effet de serre que générerait cette centrale, soit 1,906 million de tonnes à l'échelle canadienne dont 1,537 million de tonnes à l'échelle québécoise, pourraient hypothéquer les efforts que le Québec devra déployer dans la foulée du Protocole de Kyoto. Le recours à une centrale de cogénération pour fournir une alimentation électrique de base déroge à l'intention exprimée dans le Plan d'action québécois sur les changements climatiques de restreindre l'usage des centrales thermiques déjà en exploitation à la satisfaction des besoins de pointe. De plus, en dépit du recours à la cogénération qui permet la vente de vapeur, le taux d'émission net de gaz à effet de serre de la centrale

proposée ne différerait pas sensiblement de celui du projet de centrale au gaz à cycle combiné du Suroît.

Selon leur calendrier de réalisation actuel, les projets hydroélectriques en exploitation depuis peu, en cours de réalisation, en attente d'autorisation, à l'étude ou annoncés par Hydro-Québec sont à même de compenser la plus grande part de la croissance anticipée de la demande québécoise en électricité d'ici l'horizon 2011. Cependant, à eux seuls, ils ne pourraient satisfaire toute la croissance de la demande prévue après 2003.

La commission constate qu'il existe un lien étroit entre les projets d'agrandissement d'alumineries et l'accélération de la croissance de la demande en électricité invoquée pour justifier la construction de nouvelles centrales thermiques au gaz naturel comme celle de TransCanada Energy Ltd. à Bécancour. Les projets d'agrandissement d'alumineries accaparent en effet une part importante de la demande supplémentaire en électricité au cours de la période 2002-2011. Compte tenu de la forte demande en électricité que les alumineries suscitent, des grandes quantités de gaz à effet de serre qu'elles émettent et du faible taux d'emploi qu'elles génèrent par rapport à leur consommation énergétique, la commission est d'avis que les projets d'agrandissement d'alumineries devraient être assujettis à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement et faire l'objet d'un débat public. Dans une approche cohérente, la politique de développement industriel du Québec devrait être revue pour s'harmoniser avec la Politique énergétique du Québec et le Plan d'action sur les changements climatiques.

Le projet de centrale de cogénération de TransCanada Energy Ltd. à Bécancour a été sélectionné à l'issue d'un appel d'offres qui accordait la priorité aux plus bas soumissionnaires et qui ne comportait pas de critère de sélection relatif au développement durable. Les paramètres de ce premier appel d'offres ne permettaient pas non plus le recours aux importations d'électricité, à l'énergie éolienne ni aux projets d'efficacité énergétique pour combler la demande. La commission a pu constater que la Régie de l'énergie entend corriger cette situation au cours des prochains appels d'offres de long terme afin d'y introduire un critère de sélection touchant le développement durable, d'ouvrir la porte à l'énergie éolienne par des achats basés davantage sur l'énergie que sur la puissance et de permettre le recours à l'importation d'électricité. Toutefois, à ce jour, la Régie n'a pas encore statué sur la recevabilité de soumissions s'appuyant sur des interventions d'efficacité énergétique. Or, la commission note que l'efficacité énergétique est reconnue comme une filière à part entière dans la Politique énergétique du Québec.

L'audience publique a mis en perspective l'absence d'objectif global, de plan d'action national et de coordination des efforts en matière d'efficacité énergétique au Québec, et ce, malgré les intentions clairement exprimées à cet effet dans la Politique énergétique du Québec. Il importe que la Politique soit mise à jour rapidement afin

que soient fixés des objectifs nationaux en matière d'efficacité énergétique et des moyens de mise en œuvre. De plus, un plan d'action en cette matière devrait être élaboré de façon à coordonner les efforts.

La construction d'une centrale de cogénération comme celle proposée par TransCanada Energy Ltd. à Bécancour correspond à un choix de dernier recours dans la stratégie québécoise de réduction des gaz à effet de serre et dans la Politique énergétique du Québec. La commission est d'avis que ce choix ne se justifie que si toutes les autres possibilités ont été épuisées. Or, la démonstration n'a pas été faite à ce jour.


Avant de recourir à une centrale au gaz naturel pour combler la demande supplémentaire en électricité et assurer la sécurité énergétique du Québec, il importe d'exploiter le potentiel d'une stratégie intégrée combinant un plan d'action national en efficacité énergétique, une gestion rigoureuse de la demande faisant appel notamment aux contrats d'énergie interruptible, un recours temporaire aux importations et l'acquisition de nouvelles énergies renouvelables, surtout hydroélectriques et éoliennes. Cela permettrait au Québec d'être cohérent avec les principes du développement durable et de demeurer fidèle à son engagement en matière de réduction des gaz à effet de serre.

La Régie de l'énergie devrait fournir un éclairage à cet effet au terme du mandat que le ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs lui a confié en février 2004.

Fait à Québec,



Louise Boucher
Présidente de la commission



Claudette Journault
Commissaire

Ont contribué à la rédaction du rapport :

Yvon Deshaies, analyste

Jean Roberge, analyste

Avec la collaboration de :

Louise Bourdages, conseillère en communication

Maryse Filion, agente de secrétariat

Marielle Jean, conseillère en communication

Renée Poliquin, coordonnatrice du secrétariat de la commission

Annexe 1

**Les renseignements
relatifs au mandat**

Les requérants de l'audience publique

TransCanada Energy Ltd.

Regroupement national des conseils
régionaux de l'environnement du Québec

M. Raynald Vaillancourt

Le mandat

Le mandat confié au BAPE en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (L.R.Q., c. Q-2) était de tenir une audience publique et de faire rapport au ministre de l'Environnement de ses constatations et de son analyse.

Le mandat a débuté le 17 novembre 2003.

La commission et son équipe

La commission

Louise Boucher, présidente
Claudette Journault, commissaire

Son équipe

Yvon Deshaies, analyste
Maryse Filion, agente de secrétariat
Marielle Jean, conseillère en communication
Renée Poliquin, coordonnatrice du secrétariat
de la commission
Jean Roberge, analyste

Avec la collaboration de :
Louise Bourdages, conseillère en
communication
Bernard Desrochers, responsable de
l'infographie
Hélène Marchand, responsable de l'édition

L'audience publique

Les rencontres préparatoires

4 novembre 2003

Rencontres préparatoires tenues à Québec

1^{re} partie

18 et 19 novembre 2003
Église multifonctionnelle
Bécancour

2^e partie

16 décembre 2003
Église multifonctionnelle
Bécancour

Le promoteur

TransCanada Energy Ltd.

M^{me} Stéphanie Hayes-Wilson, porte-parole
M. Finn Greflund

Son consultant

SNC-Lavalin inc.

M. Robert A. Auger
M. Claude Chamberland
M. Daniel Tokatloff

Les personnes-ressources

M. Alain Daneau

Agence de l'efficacité énergétique

M^{me} Sylvie Racine

Hydro-Québec

M^{me} Diane Gagnon, porte-parole

Ministère de l'Environnement

M. Jean-Claude Raymond

M^{me} Marie-Claude Théberge

M^{me} Louise Trudel

M. Réal Carbonneau, porte-parole

Ministère des Ressources
naturelles, de la Faune et des Parcs

M. Gilles Bouliane

M. Slavko Sebez

Ministère de la Santé et des
Services sociaux

M ^{me} Stéphanie Hélène Leclerc, porte-parole M. Robert Rousseau	Société en commandite Gaz Métro	DM14
M. Grégoire Ouellet	Société de la faune et des parcs du Québec	
M. Jean-Pierre Nepveu	Société du parc industriel et portuaire de Bécancour	DM5
M. Jean-Pierre Durand	Société PCI Chimie Canada	DM4
M. Jules Thibault	Ville de Bécancour	

Les participants

		Mémoires
M ^{me} Brigitte A. Leblanc		DM9
M. Claude Dupuis		DM11
M. Louis Charest		DM3
M ^{me} Jane Grégoire		
M. Sylvain Lavigne		DM1
M ^{me} Noëlla Rheault		DM7
Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies Énergétiques	M. André Bélisle M. Dominique Neuman	DM20
Association de la construction du Québec, région Mauricie–Bois-Francs–Lanaudière	M. Bernard Lavallée	DM19
Association de l'industrie électrique du Québec		DM10
Association québécoise du gaz naturel	M. Daniel Cloutier, porte-parole M. Jean-Pierre Cartier	DM22
Centre local de développement de la MRC de Bécancour		DM2

Conseil régional de l'environnement du Centre-du-Québec	M. Éric Perreault	DM6
Comité écologique d'urgence rurale de Bécancour	M. Claude Grégoire	DM18 DM18.1 DM18.2
Direction de santé publique de la Régie régionale de la santé et des services sociaux de la Mauricie et du Centre-du-Québec	M. André Dontigny M. Slavko Sebez	DM8 DM8.1
Environnement Jeunesse		DM13
Manufacturiers et exportateurs du Québec	M. Jean-Michel Laurin	DM15
Mouvement Au Courant	M. John Burcombe	DM21
Norsk Hydro Canada inc.		DM12
Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec	M. Philippe Bourke, porte-parole M. Jean Lacroix	DM16 DM16.1
Union québécoise pour la conservation de la nature	M. Richard Gendron	DM17

Au total, 22 mémoires ont été soumis à la commission.

Annexe 2

La documentation

Les centres de consultation

Bibliothèque publique de Bécancour

Université du Québec à Trois-Rivières
Bibliothèque – Pavillon Albert-Tessier

Municipalité de Champlain

Université du Québec à Montréal
Montréal

Bureau du BAPE
Québec

La documentation déposée dans le cadre du projet à l'étude

Procédure

- PR1** TRANSCANADA ENERGY LTD. *Avis de projet*, 11 juin 2002, 13 pages et annexes.
- PR2** MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT. *Directive du ministre de l'Environnement indiquant la nature, la portée et l'étendue de l'étude d'impact sur l'environnement*, juin 2002, 25 pages.
- PR3** TRANSCANADA ENERGY LTD. *Documentation relative à l'étude d'impact*.
- PR3.1** *Étude d'impact déposée au ministre de l'Environnement*, volume 1, rapport principal, 27 mai 2003, 271 pages.
- PR3.2** *Étude d'impact déposée au ministre de l'Environnement*, volume 2, cartes, dessins et annexes, 26 mai 2003, 26 pages et annexes.
- PR3.3** *Résumé de l'étude d'impact déposée au ministre de l'Environnement*, 29 août 2003, 36 pages.
- PR4** Ne s'applique pas.
- PR5** MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT. *Questions et commentaires adressés au promoteur*, juillet 2003, 21 pages.
- PR5.1** TRANSCANADA ENERGY LTD. *Réponses aux questions et commentaires du ministre de l'Environnement*, volume 3, addenda, 1^{er} août 2003, 55 pages et annexes.

- PR5.2** MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT. *Questions et commentaires, 2^e série, adressés au promoteur*, septembre 2003, 4 pages.
- PR5.3** TRANSCANADA ENERGY LTD. *Réponses aux questions et commentaires, 2^e série, complément d'information*, volume 4, septembre 2003, 16 pages.
- PR6** MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT. *Recueil des avis issus de la consultation auprès des ministères et organismes sur la recevabilité de l'étude d'impact*, du 11 juin au 15 septembre 2003, pagination diverse.
- PR7** MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT. *Avis sur la recevabilité de l'étude d'impact*, 18 septembre 2003, 4 pages.
- PR8** SNC-LAVALIN ENVIRONNEMENT. *Liste des lots*, 6 octobre 2003, 1 page.
- PR8.1** SNC-LAVALIN ENVIRONNEMENT. *Plan de l'arpenteur-géomètre accompagnant la liste des lots*, 1 carte.

Par le promoteur

- DA1** TRANSCANADA ENERGY LTD. *Notes d'allocation de M^{me} Stéphanie Wilson lors de la séance du 18 novembre 2003*, 21 pages.
- DA2** TRANSCANADA ENERGY LTD. *Transparents accompagnant la présentation de M^{me} Wilson*, 18 novembre 2003, 18 pages.
- DA3** TRANSCANADA ENERGY LTD. *Tableau des techniques de réduction du panache de vapeur émis par les tours de refroidissement*, 18 novembre 2003, 2 pages.
- DA4** TRANSCANADA ENERGY LTD. *Lettre adressée à M. Robert A. Auger de SNC-Lavalin concernant l'inventaire archéologique*, 29 septembre et 5 novembre 2003, 3 pages.
- DA5** TRANSCANADA ENERGY LTD. *Transparents présentant les risques technologiques*, 18 novembre 2003, 14 pages.
- DA6** TRANSCANADA ENERGY LTD. *Transparents concernant les gaz à effet de serre*, 18 novembre 2003, 9 pages.
- DA7** TRANSCANADA ENERGY LTD. *Présentation de M. Claude Chamberland sur le milieu sonore*, 18 novembre 2003, 10 pages.
- DA8** TRANSCANADA ENERGY LTD. *Référence donnée à la commission le 19 novembre 2003 sur la Canadian Association of Petroleum Producers*, 1 page.
- DA9** TRANSCANADA ENERGY LTD. *Révision du tableau 3.9 (distribution des émissions de Norsk Hydro et PCI) et réactions chimiques du SCR*, novembre 2003, 1 page.

- DA10** TRANSCANADA ENERGY LTD. *Émissions de gaz à effet de serre liées à l'extraction du gaz naturel*, 15 décembre 2003, 1 page.
- DA11** TRANSCANADA ENERGY LTD. *Bilan social 2002*, juin 2003, 34 pages.
- DA12** TRANSCANADA ENERGY LTD. *Lettre adressée au ministère de l'Environnement concernant la vapeur disponible pour des clients futurs*, 18 décembre 2003, 2 pages.
- DA13** TRANSCANADA ENERGY LTD. *Lettre adressée au ministère de l'Environnement concernant l'installation d'un système de réduction catalytique*, 18 décembre 2003, 2 pages.
- DA14** TRANSCANADA ENERGY LTD. *Rectification au mémoire de M. Sylvain Lavigne*, décembre 2003, 1 page.
- DA15** SNC-LAVALIN ENVIRONNEMENT. *Précision concernant les concentrations moyennes quotidiennes de $PM_{2,5}$ dans l'air ambiant à Bécancour*, 4 février 2004, 5 pages.

Par les personnes-ressources

- DB1** HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2002-2011 du Distributeur R-3470-2001*, 25 octobre 2001, pagination multiple.
- DB2** HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *État d'avancement du Plan*, 22 novembre 2002, 37 pages.
- DB3** HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2002-2011*, 31 octobre 2003, 39 pages.
- DB4** HYDRO-QUÉBEC. *Plan stratégique 2004-2008*, octobre 2003, 120 pages et annexes.
- DB5** MRC DE BÉCANCOUR. Extrait du *Schéma d'aménagement, règlement 52*, 11 février 1988, pagination diverse et annexe.
- DB6** MRC DE BÉCANCOUR. Extrait du *Schéma d'aménagement révisé* (non en vigueur), pagination diverse et annexe.
- DB7** MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT. *Objectifs de niveaux sonores des chantiers de construction pour les projets soumis à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement*, 1 page.
- DB8** MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT. *Note d'instruction 98-01 sur le bruit*, 2 pages et annexes.

- DB9** MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT. *Projet de règlement modifiant le règlement sur la qualité de l'atmosphère. Extrait pour le projet TransCanada Energy Ltd., version technique du 26 juillet 2002 et modifié le 7 mai 2003, 5 novembre 2003, 11 pages.*
- DB10** MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA FAUNE. *La qualité de l'air à Bécancour (avril 1995 à mars 1997), janvier 1998, 76 pages.*
- DB11** MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT. *La qualité de l'air à Bécancour entre 1995 et 2000, septembre 2002, 9 pages et annexes.*
- DB12** QUÉBEC. *Plan d'action québécois 2000-2002 sur les changements climatiques, 2000, 42 pages.*
- DB13** QUÉBEC. *État d'avancement de la mise en œuvre du Plan d'action québécois 2000-2002 sur les changements climatiques, septembre 2001, 22 pages.*
- DB14** MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT. *Inventaire québécois des gaz à effet de serre 1990-2000, septembre 2002, 61 pages et annexes.*
- DB15** MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT. *Émissions de gaz à effet de serre (GES) par secteur d'activité au Québec en 2001, octobre 2003, 1 page.*
- DB15.1** MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT. *Corrections apportées par le Bureau sur les changements climatiques à la réponse DQ6.1 et au tableau DB15, 9 février 2004, 3 pages.*
- DB16** MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT. *Guide sur l'analyse de risque d'accidents technologiques majeurs, document de travail, juin 2002, 44 pages.*
- DB17** MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT. *Réponse à la demande du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement concernant les objectifs environnementaux de rejet applicables à la Centrale de cogénération de TransCanada Energy Ltd. à Bécancour, 10 novembre 2003, pagination diverse et annexes.*
- DB18** MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES. *Évolution de la demande d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre au Québec. Scénario de référence 1996-2021, mai 2001, 51 pages.*
- DB19** VILLE DE BÉCANCOUR. *Profil socioéconomique de la ville de Bécancour (sommaire et réflexion), novembre 2003, 5 pages.*
- DB20** VILLE DE BÉCANCOUR. *Information sur les mesures de sécurité et d'intervention en cas d'urgence, novembre 2003, 3 pages.*
- DB21** VILLE DE BÉCANCOUR. *Planification de la sécurité civile (mesures d'urgence), 22 novembre 1999, 14 pages.*

- DB22** MINISTÈRE DE LA SÉCURITÉ PUBLIQUE. *Guide pour la création et le fonctionnement d'un comité mixte municipal-industriel (CMMI) sur la gestion des risques d'accidents industriels majeurs*, 22 novembre 1999, 40 pages et annexes.
- DB23** VILLE DE BÉCANCOUR. Extraits du *Règlement de zonage n° 334, chapitres 5 et 7, Règlement n° 491 relatif aux plans d'implantation et d'intégration architecturale et grille des usages et normes*, pagination diverse.
- DB24** VILLE DE BÉCANCOUR. *Plan d'urbanisme*, mai 1991, 68 pages et annexes.
- DB24.1** *Plan de zonage, cartes 1 à 7.*
- DB25** MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT. *Sommaire des émissions annuelles totales de la centrale de Bécancour 1997-2002*, 6 pages.
- DB26** AGENCE DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE. *Bilan au 31 mars 2003*, 1 page.
- DB27** HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *Transparents sur les approvisionnements additionnels requis (TWh) (scénario moyen) présentés le 19 novembre en après-midi*, 2 pages.
- DB28** QUÉBEC. *Décret 1123-2002 concernant une aide financière à Aluminerie Alouette inc. par Investissement Québec d'un montant maximal de 260 000 000 \$ et décret 1143-2002 concernant la fixation de conditions auxquelles l'électricité est distribuée par Hydro-Québec à Aluminerie Alouette inc. à l'égard du contrat de 500 mégawatts pour la phase II de l'Aluminerie de Sept-Îles*, 25 septembre 2002, pagination diverse.
- DB29** GAZ MÉTROPOLITAIN. *Projet Gazoduc-Bécancour. Étude d'impact sur l'environnement – Volume n° 4 – Résumé*, novembre 2003, pagination diverse.
- DB30** CHAIRE EN ÉCONOMIQUE DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DE L'UNIVERSITÉ LAVAL. *Demande d'énergie et changement de l'intensité énergétique du secteur manufacturier québécois de 1990 à 1998*, 19 octobre 2002, 23 pages.
- DB31** CHAIRE EN ÉCONOMIQUE DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DE L'UNIVERSITÉ LAVAL. *Changement de l'efficacité énergétique pour fins de chauffage dans le secteur résidentiel au Québec, 1989-1998*, 15 octobre 2002, 24 pages.
- DB32** CHAIRE EN ÉCONOMIQUE DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DE L'UNIVERSITÉ LAVAL. *Évolution de la consommation d'énergie du secteur commercial québécois de 1990 à 1998*, 18 novembre 2003, 17 pages.
- DB33** CHAIRE EN ÉCONOMIQUE DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DE L'UNIVERSITÉ LAVAL. *Évolution de la consommation d'énergie dans le secteur des transports au Québec de 1990 à 1998*, 18 novembre 2003, 18 pages.

- DB34** HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *Réponse concernant la capacité de production additionnelle d'Hydro-Québec Production*, 28 novembre 2003, 3 pages.
- DB35** VILLE DE BÉCANCOUR. *Règlement n° 770 concernant les nuisances*, décembre 1998, pagination diverse.
- DB36** MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT. *Calcul des émissions atmosphériques de la centrale Bécancour demandé lors de la séance publique du 18 novembre 2003*, 2 pages.
- DB37** MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT. *Information concernant la centrale Boralex Kingsey-Falls*, 11 décembre 2003, 1 page.
- DB38** MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT. *Réponse à une question de la commission lors des séances publiques de la première partie de l'audience relativement aux accidents lors du transport d'ammoniac en solution, liquéfié ou gazeux*, 6 janvier 2004, 2 pages.
- DB39** MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT. *Lettre adressée au promoteur en référence aux documents déposés DA12 et DA13*, 28 novembre 2003, 1 page.
- DB40** QUÉBEC. *Règlement sur l'énergie produite par la cogénération*, Décret 1319-2003, (2003) 135 G.O. partie 2, p. 5665-5666.

Par le public

- DC1** MOUVEMENT AU COURANT. *Extraits du document P-851 de la Commission d'enquête sur la politique d'achat par Hydro-Québec d'électricité auprès de producteurs privés*, août 1996, pagination diverse.
- DC2** MOUVEMENT AU COURANT. *Lettre adressée au ministre de l'Environnement, M. Thomas J. Mulcair, concernant le projet et la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement*, 29 décembre 2003, 2 pages.
- DC3** BC HYDRO. *Conservation Potential Review 2002. Summary Report*, mai 2003, 43 pages.
- DC4** EUROPEAN FUEL CELL FORUM. *Well-to-wheel Studies, Heating Values, and the Energy Conservation Principle*, 29 octobre 2003, 5 pages.

Par la commission

- DD1** QUÉBEC. Décret 354-2003 *Concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard de la cogénération*, (2003) 135 G.O. partie 2, p. 1779-1780.

DD2 QUÉBEC. *Projet de règlement sur l'énergie produite par cogénération*, (2003) 135 G.O. partie 2, p. 1701.

Les demandes d'information de la commission

DQ1 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Demande de renseignements complémentaires adressée à l'Agence de l'efficacité énergétique*, 9 décembre 2003, 1 page.

DQ1.1 AGENCE DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE. *Réponse à la question du 9 décembre 2003*, 15 décembre 2003, 1 page.

DQ1.2 AGENCE DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE. *Tableau indiquant le nombre de maisons Novoclimat et courriel de transmission*, 23 février 2004, 2 pages.

DQ2 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Demande de renseignements complémentaires adressée à Hydro-Québec*, 9 décembre 2003, 3 pages.

DQ2.1 HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *Réponse à la question concernant les livraisons par interconnexion et lettre de transmission*, 4 pages et annexes.

DQ2.2 HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *Réponses aux questions du 9 décembre 2003 et lettre de transmission*, 12 décembre 2003, 7 pages.

DQ2.3 HYDRO-QUÉBEC. *Réponse à la demande d'information concernant l'évolution de l'offre d'énergie à Hydro-Québec*, 23 décembre 2003, 2 pages.

DQ3 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Demande de renseignements complémentaires adressée à Gaz Métro*, 9 décembre 2003, 1 page.

DQ3.1 GAZ MÉTRO. *Réponse aux questions du 9 décembre 2003 et lettre de transmission*, 15 décembre 2003, 3 pages.

DQ4 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Demande de renseignements complémentaires adressée au ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs*, 9 décembre 2003, 1 page.

DQ4.1 AGENCE DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE. *Réponse à la question du 9 décembre 2003*, 15 décembre 2003, 1 page.

- DQ5** BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Demande de renseignements complémentaires adressée au ministère de l'Environnement*, 12 décembre 2003, 1 page.
- DQ5.1** MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT. *Réponses aux questions du 12 décembre 2003*, 18 décembre 2003, 2 pages et annexes.
- DQ6** BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Demande de renseignements complémentaires adressée au Bureau sur les changements climatiques du ministère de l'Environnement*, 12 décembre 2003, 2 pages.
- DQ6.1** MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT. *Réponses du Bureau sur les changements climatiques aux questions du 12 décembre 2003 et lettre de transmission*, 7 janvier 2004, 4 pages.
- DQ6.1.1** MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT. *Corrections apportées par le Bureau sur les changements climatiques à la réponse DQ6.1 et au tableau DB15*, 9 février 2004, 3 pages.
- DQ7** BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Seconde demande de renseignements adressée à Hydro-Québec Distribution*, 12 décembre 2003, 1 page.
- DQ7.1** HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *Réponse à la question du 12 décembre 2003 et lettre de transmission*, 2 pages.
- DQ8** BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Demande de dépôt d'un document concernant la centrale Boralex Kingsey-Falls*, 15 décembre 2003, 1 page.
- DQ8.1** MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT. *Réponse à la demande d'information du 15 décembre 2003*, 9 janvier 2004, 2 pages.
- DQ8.1.1** BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Décision portant sur des documents concernant la centrale Boralex de Kingsey-Falls*, 27 janvier 2004, 3 pages.
- DQ9** BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question adressée à la Société du parc industriel et portuaire de Bécancour*, 12 janvier 2004, 1 page.
- DQ9.1** SOCIÉTÉ DU PARC INDUSTRIEL ET PORTUAIRE DE BÉCANCOUR. *Réponse à la question du 12 janvier 2004*, 15 janvier 2004, 1 page.
- DQ10** BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question adressée à la compagnie Norsk Hydro Canada*, 12 janvier 2004, 1 page.

- DQ10.1** NORSK HYDRO CANADA. *Réponse à la question du 12 janvier 2004, 14 janvier 2004, 1 page.*
- DQ11** BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question adressée à la Société PCI Chimie Canada, 12 janvier 2004, 1 page.*
- DQ11.1** SOCIÉTÉ PCI CHIMIE CANADA. *Réponse à la question du 12 janvier dernier, 16 janvier 2004, 1 page.*
- DQ12** BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Complément d'information aux réponses obtenues de Gaz Métro (DQ3.1), 13 janvier 2004, 1 page.*
- DQ12.1** GAZ MÉTRO. *Complément d'information demandé le 13 janvier 2004 concernant le document déposé DQ3.1, 15 janvier 2004, 1 page.*
- DQ13** BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Questions adressées à la Société PCI Chimie Canada, 16 janvier 2004, 1 page.*
- DQ13.1** SOCIÉTÉ PCI CHIMIE CANADA. *Réponses aux questions du 16 janvier 2004, 20 janvier 2004, 1 page et annexes.*
- DQ14** BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question adressée au promoteur, 16 janvier 2004, 1 page et annexe.*
- DQ14.1** TRANSCANADA ENERGY LTD. *Réponse à la question du 16 janvier 2004, 30 janvier 2004, 2 pages.*
- DQ15** BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question adressée au Bureau sur les changements climatiques du ministère de l'Environnement concernant les gaz à effet de serre, 29 janvier 2004, 1 page.*
- DQ15.1** MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT. *Réponse du Bureau sur les changements climatiques à la question du 29 janvier dernier, 9 février 2004, 1 page.*
- DQ16** BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question complémentaire adressée au ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs du Québec, 29 janvier 2004, 1 page.*
- DQ16.1** MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES, DE LA FAUNE ET DES PARCS. *Réponse à la question adressée le 29 janvier 2004, 4 février 2004, 1 page.*
- DQ17** BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Demande de dépôt d'un document adressée à Hydro-Québec, 29 janvier 2004, 1 page.*

- DQ17.1** HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *Tableau intitulé « Création d'emplois et investissements par secteur d'activité par unité d'électricité » et lettre de transmission*, 30 janvier 2004, 2 pages.
- DQ18** BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Précision demandée au promoteur concernant la réponse DQ14.1 obtenue le 30 janvier dernier*, 3 février 2004, 1 page.
- DQ18.1** TRANSCANADA ENERGY LTD. *Précision apportée à la réponse DQ14.1 obtenue le 30 janvier dernier*, 5 février 2004, 1 page.
- DQ19** BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Précision demandée au promoteur concernant le calendrier des travaux de construction*, 4 février 2004, 1 page.
- DQ19.1** TRANSCANADA ENERGY LTD. *Réponse à la question du 4 février dernier*, 10 février 2004, 1 page et annexe.
- DQ20** BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question de la commission adressée à M. Thierry Vandal, président d'Hydro-Québec Production*, 13 février 2004, 1 page et annexe.
- DQ20.1** HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION. *Tableau concernant les projets d'Hydro-Québec et courriel de transmission*, 19 février 2004, 2 pages.
- DQ21** BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question de la commission adressée à Hydro-Québec Distribution*, 18 février 2004, 1 page.
- DQ21.1** HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. *Mise à jour des prévisions de consommation d'électricité au Québec et lettre de transmission*, 24 février 2004, 2 pages.

Les transcriptions

BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Projet de centrale de cogénération à Bécancour par TransCanada Energy Ltd.*

- DT1** Séance tenue le 18 novembre 2003 en soirée à Bécancour, 78 pages.
- DT2** Séance tenue le 19 novembre 2003 en après-midi à Bécancour, 59 pages.
- DT3** Séance tenue le 19 novembre 2003 en soirée à Bécancour, 63 pages.
- DT4** Séance tenue le 16 décembre 2003 en après-midi à Bécancour, 66 pages.
- DT5** Séance tenue le 16 décembre 2003 en soirée à Bécancour, 49 pages.

Bibliographie

ALCAN INC., 2003. *Rapport annuel présenté conformément à l'article 13 ou 15(d) de la Securities Exchange Act of 1934 pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002*, Security and Exchange Commission, Washington D.C., 118 p.

BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT, 2003. *Projet de centrale à cycle combiné du Suroît à Beauharnois par Hydro-Québec*, rapport 170, 122 p.

ENERGETICS, 1997. *Energy and Environmental Profile of the U.S. Aluminium Industry*, rapport préparé pour le U.S. Department of Energy, Office of Industrial Technologies, 114 p.

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, 1996. *L'énergie au service du Québec, une perspective de développement durable. Politique énergétique du Québec*, 108 p.

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, février 2003. *Contexte, enjeux et orientations sur la mise en œuvre du Protocole de Kyoto au Québec*, Bureau sur les changements climatiques, document de référence aux fins des audiences générales de la commission parlementaire sur les transports et l'environnement, 36 p.

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, 2004. *Réponses d'Hydro-Québec Distribution à la demande d'informations de la Régie, datée du 10 février 2004*, 33 p.

HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION, 2004. *Réponses d'Hydro-Québec Production à la demande d'informations de la Régie de l'énergie*, 24 p.

HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE, 2004. *Réponses du transporteur à la demande d'informations de la Régie de l'énergie – Annexe A*, 4 p.

HYDRO-QUÉBEC, 2000. *Comparaison environnementale des options de production d'électricité*, série de 6 feuillets.

HYDRO-QUÉBEC, 2003. *Rapport annuel 2002*, 115 p.

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT, décembre 2003. *Centrale à cycle combiné du Suroît par Hydro-Québec à Beauharnois. Rapport d'analyse environnementale*, 21 p. et annexes.