

RAPPORT D'ENQUÊTE ET D'AUDIENCE PUBLIQUE

**CONSTRUCTION D'UNE CENTRALE
À TURBINES À GAZ
À BÉCANCOUR**

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement

Édition et diffusion :
Secrétariat
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement
12, rue Sainte-Anne, 1^{er} étage, Québec, G1R 3X2
Tél. : (418) 643-7447

5199, rue Sherbrooke Est, porte 3860, Montréal, H1T 3X9
Tél. : (514) 873-7790

Les documents déposés lors de l'audience et pendant toute la durée du mandat de la commission sont disponibles au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement.

La commission remercie toutes les personnes et les organismes qui ont collaboré à ses travaux ainsi que le personnel du Bureau d'audiences publiques qui a assuré le support technique nécessaire à la réalisation de ce mandat.

Elle tient aussi à souligner, de façon particulière, la contribution de Mme Anne-Lyne Boutin qui a coordonné le travail de secrétariat.

Dépôt légal - troisième trimestre 1991
Bibliothèque nationale du Québec
ISBN 2-550-22403-5



Québec, le 17 septembre 1991

Monsieur Pierre Paradis
Ministre
Ministère de l'Environnement
3900, rue de Marly, 6^e étage
Sainte-Foy (Québec)
G1X 4E4

Monsieur le Ministre,

J'ai le plaisir de vous remettre le rapport du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement concernant le projet de construction d'une centrale à turbines à gaz à Bécancour par Hydro-Québec. Mme Claudette Journault présidait cette commission, alors que Mme Catherine Chauvin ainsi que MM. Jean-Baptiste Sérodes et Wladimir Paskievici agissaient à titre de commissaires ad hoc.

C'est le 7 mai 1991 que vous avez confié au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement le mandat de tenir une audience publique relativement à ce projet. D'une durée de quatre mois, ce mandat débutait le 17 mai pour se terminer le 17 septembre 1991.

À la lecture du rapport, vous pourrez constater que la commission a consacré beaucoup d'efforts à l'analyse des éléments de justification présentés par Hydro-Québec à l'appui du projet de centrale à turbines à gaz de Bécancour. Cet intérêt particulier de la commission se veut le reflet des préoccupations exprimées par les citoyens tout au cours du processus d'audience publique.

.../2

Je tiens à souligner, comme l'a d'ailleurs fait la commission, que la mise en vigueur d'une politique gouvernementale visant l'efficacité et l'économie d'énergie pourrait, de façon significative, réduire les besoins en puissance de pointe et, par le fait même, les impacts d'une centrale de pointe comme celle de Bécancour. Compte tenu de l'importance que pourrait avoir une politique visant l'efficacité et l'économie d'énergie pour la protection de l'environnement, j'estime, comme la commission, que la participation du public à la définition de cette politique est un élément majeur pouvant favoriser l'adhésion sociale essentielle à l'atteinte des objectifs recherchés.

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

Le président,



Bertrand Tétreault



Québec, le 17 septembre 1991

Monsieur Bertrand Tétreault, président
Bureau d'audiences publiques
sur l'environnement
12, rue Sainte-Anne, 1^{er} étage
Québec (Québec)
G1R 3X2

Monsieur le Président,

Il m'est agréable de vous présenter le rapport d'enquête et d'audience publique concernant le projet de construction d'une centrale à turbines à gaz à Bécancour.

La commission est confiante que ce rapport d'enquête et d'audience éclairera tous les intéressés sur les éléments en cause et sera utile au Ministre de l'Environnement lors de la préparation de sa recommandation au Conseil des ministres.

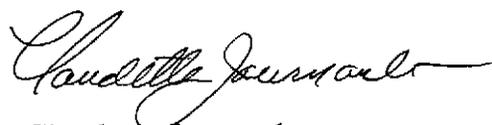
Je tiens à souligner ma reconnaissance pour les efforts soutenus des membres de la commission tout au cours de ces travaux. L'équipe était formée de Mme Catherine Chauvin, de MM. Wladimir Paskievici et Jean-Baptiste Sérodes, commissaires additionnels nommés pour les fins du présent mandat, de Mme Monique Lajoie, analyste et secrétaire de la commission et de Mme Sylvie Desjardins et M. Yves LeBlanc, analystes.

... /2

La commission a apprécié la contribution de tous les participants à l'audience. Ces personnes ont ainsi permis que ce processus de consultation publique se déroule dans un climat de respect mutuel.

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

La présidente de la commission,

A handwritten signature in cursive script, reading "Claudette Journault". The signature is written in black ink and is positioned above the printed name.

Claudette Journault



Québec, le 14 mai 1991

Madame Claudette Journault
Bureau d'audiences publiques
sur l'environnement
12, rue Sainte-Anne, 1^{er} étage
Québec (Québec)
G1R 3X2

Madame,

Le ministre de l'Environnement, M. Pierre Paradis, a confié au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement le mandat de tenir une audience publique sur le projet d'Hydro-Québec de Centrale à turbines à gaz de Bécancour (TAG), et ce à compter du 17 mai 1991.

Je vous confie, par la présente, la présidence de cette audience. Mme Monique Lajoie agira à titre de secrétaire-analyste de la commission et M. Yves LeBlanc agira à titre d'analyste.

Quant aux décisions administratives relatives au dossier, nous en conviendrons conjointement.

Je vous prie d'agréer, Madame, l'expression de mes sentiments distingués.

Le président,

Bertrand Tétreault

GGM/

Le ministre de l'Environnement

Sainte-Foy, le 7 mai 1991

Monsieur Bertrand Tétreault
Président
BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES
SUR L'ENVIRONNEMENT
12, rue Sainte-Anne, 1er étage
Québec (Québec)
G1R 3X2

Monsieur le Président,

En ma qualité de ministre de l'Environnement et en vertu des pouvoirs que me confère le troisième alinéa de l'article 31.3 de la Loi sur la qualité de l'environnement (L.R.Q., c. Q-2), je donne mandat au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement de tenir une audience publique relative au projet d'Hydro-Québec de Centrale à turbines à gaz de Bécancour (TAG), et de me faire rapport de ses constatations ainsi que de l'analyse qu'il en aura faite.

Le mandat du Bureau débutera le 17 mai 1991.

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


PIERRE PARADIS

c.c. Monsieur Maurice Richard, député de Nicolet-Yamaska.

3900, rue de Marly
6e étage
Sainte-Foy (Québec)
G1X 4E4
Téléphone: (418) 643-8259
Télécopieur: (418) 643-4143

5199, rue Sherbrooke Est
bureau 3860
Montréal (Québec)
G1T 3X9
Téléphone: (514) 873-8374
Télécopieur: (514) 873-2413



TABLE DES MATIÈRES

Liste des figures	xviii
Liste des tableaux	xix
Liste des annexes	xxi
Liste des sigles	xxii
Chapitre 1 — DE L'AVIS DE PROJET À L'AUDIENCE PUBLIQUE	1
1.1 La période d'information	1
1.2 Le mandat : sa nature et sa durée	3
1.3 L'analyse de l'acceptabilité environnementale	3
1.4 La notion d'environnement	3
1.5 Les membres de la commission	5
1.6 Le déroulement de l'audience publique	5

Chapitre 2 — LE PROJET	7
2.1 Le projet présenté par le promoteur	7
2.1.1 Les besoins de pointe	8
2.1.2 Les besoins de la centrale nucléaire Gentilly 2	9
2.1.3 L'option retenue par le promoteur	10
2.2 L'emplacement du projet	10
2.3 La description technico-économique	15
2.3.1 Les installations de la centrale	15
2.3.2 L'approvisionnement en combustible	18
2.3.3 Le matériel de production	19
2.3.4 L'alimentation électrique	20
2.3.5 Les installations temporaires et les travaux préparatoires	21
2.3.6 Le calendrier de réalisation	21
2.3.7 Les coûts	22

Chapitre 3 — LES PRÉOCCUPATIONS DES PARTICIPANTS À L'AUDIENCE	25
3.1 La justification du projet	25
3.1.1 Le bien-fondé des justifications présentées par le promoteur	25
3.1.2 Les autres motifs perçus par les participants ..	29
3.1.3 La politique énergétique du gouvernement du Québec	30
3.2 Les émissions atmosphériques	33
3.2.1 Le choix du combustible	33
3.2.2 Les effets sur la santé	34
3.2.3 Les pluies acides et l'effet de serre	35
3.2.4 L'effet cumulé avec le parc industriel	36
3.2.5 Le contrôle de la qualité de l'air	36
3.3 La durée d'utilisation annuelle de la centrale	38
3.4 Les coûts	39
3.5 Les risques d'accidents	40
3.6 Les autres impacts du projet	42
3.6.1 Le milieu agricole	42
3.6.2 Le milieu naturel	43
3.6.3 Le bruit	43
3.7 La crainte du nucléaire	43

3.8	Les autres sujets de préoccupations	45
3.8.1	Le cheminement du dossier	45
3.8.2	La qualité de l'étude d'impact	46
3.9	Conclusion	46
Chapitre 4 — L'ANALYSE DES JUSTIFICATIONS		49
4.1	La satisfaction de la demande de pointe	50
4.1.1	Notions de base	50
4.1.2	La croissance de la demande	54
4.1.3	L'augmentation de la réserve	58
4.1.4	La gestion de la demande	65
4.1.5	Conclusion	80
4.2	La réalimentation d'urgence	81
4.2.1	La réalimentation des services auxiliaires de Gentilly 2	85
4.2.2	Les autres réalimentations de charges d'urgence	107
Chapitre 5 — LES VARIANTES DU PROJET		111
5.1	Le choix du combustible	111
5.2	Le choix du site de la centrale	114
5.3	Le choix de l'emplacement des réservoirs de combustible	119
5.4	Le choix du type de turbine	124

Chapitre 6 — L'ÉVALUATION DES IMPACTS ET DES RISQUES ASSOCIÉS AU PROJET	127
6.1 Les impacts sur la qualité de l'air	127
6.1.1 Les normes québécoises	128
6.1.2 La qualité actuelle de l'air ambiant dans la zone d'étude	129
6.1.3 La climatologie	134
6.1.4 La simulation numérique de la dispersion des polluants	136
6.1.5 L'impact cumulatif des émissions atmosphériques	140
6.1.6 Conclusion	143
6.2 Les impacts sur la santé de la population	145
6.2.1 La comparaison des normes et objectifs de qualité de l'air	146
6.2.2 L'évaluation des risques pour la santé de la population	149
6.2.3 Conclusion	152
6.3 Les impacts sur le milieu agricole	154
6.3.1 Les impacts sur les végétaux	155
6.3.2 Les impacts sur la santé animale	158
6.3.3 Conclusion	159

6.4	Les impacts sur le milieu naturel	160
6.4.1	La période de construction	161
6.4.2	Durant l'exploitation	165
6.4.3	Conclusion	169
6.5	Les impacts sur la santé des travailleurs	170
6.5.1	Les risques radiologiques	170
6.5.2	Le bruit	171
6.5.3	Les contraintes thermiques	173
6.5.4	Les matières dangereuses	174
6.6	Les impacts socio-économiques	175
6.6.1	Les retombées économiques régionales	175
6.6.2	Les autres impacts économiques	177
6.7	Les risques d'accidents routiers	178
6.8	Les risques d'incendie et d'explosion	179
6.8.1	Les risques d'incendie	179
6.8.2	Les risques d'explosion	184
6.9	Les risques associés à la proximité de la centrale Gentilly 2	186

Chapitre 7 — RÉSUMÉ ET CONCLUSION	189
7.1 Le projet	189
7.2 Les préoccupations des participants à l'audience	190
7.3 L'analyse des justifications	191
7.4 Les variantes du projet	199
7.5 L'évaluation des impacts et des risques	202
7.6 Conclusion	208
Bibliographie complémentaire	213

LISTE DES FIGURES

2.1	Parc industriel et portuaire de Bécancour	11
2.2	Vue d'ensemble des installations existantes et projetées	12
2.3	Gentilly 2 et le site de la centrale de Bécancour	14
2.4	Turbine à gaz PG 7111 EA de Générale Électrique	20
4.1	a) Relation entre puissance et énergie	52
4.1	b) Représentation de la pointe et de la base	52
4.2	Catégories des sources d'alimentation	87
4.3	Schéma de fonctionnement de Gentilly 2	91
4.4	Localisation de certains équipements de production et de transport	100
5.1	Variantes de localisation de la centrale projetée de Bécancour	115
6.1	Emplacement des stations météorologiques et de la qualité de l'air	130

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1	Coûts de revient de projets typiques de pointe selon la durée d'opération (cents 91 / kWh)	22
Tableau 4.1	Bilan de puissance anticipé selon le scénario moyen de la Proposition de plan de développement d'Hydro-Québec 1990-1992 — horizon 1999	56
Tableau 4.2	Composition des besoins de réserve en puissance, en pourcentage de la demande	63
Tableau 4.3	Économies d'énergie selon un scénario de croissance moyenne	77
Tableau 4.4	Perte d'alimentation électrique et fiabilité de réalimentation. Valeurs estimées et données statistiques	84
Tableau 6.1	Impact cumulatif des émissions de polluants atmosphériques dans la région de Bécancour, sur une base journalière et une base annuelle . . .	141
Tableau 6.2	Contribution des émissions de la centrale de Bécancour aux concentrations maximales de polluants simulées dans la zone d'étude.	142
Tableau 6.3	Comparaison entre les normes et objectifs de qualité de l'air et les concentrations de particules en suspension dans la zone d'étude	147
Tableau 6.4	Comparaison entre les normes, critères et objectifs de qualité de l'air et les concentrations de NO ₂ dans la zone d'étude	147
Tableau 6.5	Comparaison entre les normes, critères et objectifs de qualité de l'air et les concentrations de SO ₂ dans la zone d'étude	148

Tableau 6.6	Limites maximales d'exposition des travailleurs en fonction du niveau de bruit et du temps d'exposition	172
Tableau 6.7	Valeurs limites admissibles d'exposition à la chaleur en °C (W BGT)	174
Tableau 6.8	Comparaison entre divers polluants produits par un incendie des réservoirs de mazout et par la centrale TAG	183

LISTE DES ANNEXES

- Annexe 1 — Liste alphabétique des participants à l'audience
- Annexe 2 — Liste des documents déposés
- Annexe 3 — Liste des mémoires
- Annexe 4 — Rapport d'expert - Joseph A. Doucet, 30 août 1991
- Annexe 5 — Relation entre puissance et énergie
- Annexe 6 — Réduction des besoins de puissance de pointe découlant des programmes de biénergie, de puissance interruptible, d'économies d'énergie, et de production combinée
- Annexe 7 — Rapport d'expert – Yvon Gervais, 15 août 1991
- Annexe 8 — Perte de refroidissement du combustible
- Annexe 9 — Description des systèmes d'alimentation électrique (résumé du document A18)
- Annexe 10 — Estimation théorique des fréquences de perte d'alimentation de catégorie IV
- Annexe 11 — Localisation du parc de stockage – Rapport de synthèse
- Annexe 12 — Impacts sur la santé attribuables aux polluants atmosphériques
- Annexe 13 — Glossaire des termes et expressions techniques

LISTE DES SIGLES

ABI	Aluminerie de Bécancour inc.
AQLPA	Association québécoise de lutte contre les pluies acides
ASDR	Aire de stockage des déchets radioactifs
BAPE	Bureau d'audiences publiques sur l'environnement
CAPE	Centre d'analyse des politiques énergétiques
CCEA	Commission de contrôle de l'énergie atomique
CCME	Conseil canadien des ministres de l'Environnement
CEENB	Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick
CLSC	Centre local de services communautaires
DSC	Département de santé communautaire
EACL	Énergie atomique du Canada ltée
EMR	Énergie, Mines et Ressources Canada
EPA	<i>Environmental Protection Agency</i>
GE	Générale Électrique
GMI	Gaz Métropolitain inc.
GRAME	Groupe de recherche appliquée en macroécologie
HAP	Hydrocarbures aromatiques polycycliques
HQ	Hydro-Québec
MAPAQ	Ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation

MENVIQ	Ministère de l'Environnement du Québec
MER	Ministère de l'Énergie et des Ressources
MICT	Ministère de l'Industrie, du Commerce et de la Technologie
MIREQ	Mouvement pour l'instauration de la réglementation de l'électricité au Québec
MLCP	Ministère du Loisir, de la Chasse et de la Pêche
MSSS	Ministère de la Santé et des Services sociaux
MTQ	Ministère des Transports
NPCC	<i>Northeast Power Coordinating Council</i>
NYPA	<i>New York Power Authority</i>
OMS	Organisation mondiale de la santé
PIPB	Parc industriel et portuaire de Bécancour
PME	Petite et moyenne entreprise
TAG	Turbine à gaz
UPA	Union des producteurs agricoles
UQCN	Union québécoise pour la conservation de la nature

CHAPITRE **1**

De l'avis de projet à l'audience publique

C'est le 22 juin 1989 que le ministère de l'Environnement (MENVIQ) recevait l'avis de projet d'Hydro-Québec relatif à la construction de la centrale de Bécancour, une centrale à turbines à gaz qui serait située sur le site même de la centrale nucléaire Gentilly 2. Le 26 avril 1990, le ministre de l'Environnement émettait une directive précisant la nature, la portée et l'étendue de l'étude d'impact que devait entreprendre le promoteur. Une première version de l'étude, remise au MENVIQ le 3 juillet 1990, allait susciter de la part du Ministère des questions supplémentaires adressées au promoteur. La version finale de l'étude, déposée le 15 janvier 1991, contenait les réponses à ces questions. Le 20 février 1991, le MENVIQ émettait un avis sur la recevabilité de l'étude d'impact¹ dans lequel il concluait que ladite étude répondait de façon valable et adéquate à la directive ministérielle et qu'elle pouvait, par conséquent, être rendue publique.

1.1 La période d'information

Le projet de construction de la centrale à turbines à gaz (TAG) de Bécancour est assujéti à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement parce qu'il s'agit de la construction d'une centrale destinée à produire de l'énergie électrique d'une puissance

1. La commission considère que les trois volumes et le résumé du Rapport d'avant-projet d'Hydro-Québec, documents déposés A1 à A4, constituent l'étude d'impact.

supérieure à 10 MW (Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement, c. Q-2, r. 9, art. 2, par. 1).

Le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE), organisme indépendant du ministère de l'Environnement, recevait du ministre de l'Environnement, le 26 mars 1991, le mandat d'entreprendre la période d'information statutaire de 45 jours pour ce projet d'Hydro-Québec. La période d'information s'est déroulée du 2 avril au 16 mai 1991. Afin de faciliter l'accès au dossier, le BAPE a ouvert trois centres locaux de consultation, en plus des centres permanents de consultation de ses bureaux de Montréal et de Québec. Les centres locaux étaient situés à l'hôtel de ville de Bécancour et aux bibliothèques municipales de Trois-Rivières et de Cap-de-la-Madeleine. Tous les centres de consultation sont demeurés ouverts au public jusqu'au 17 septembre 1991.

Dix demandes d'audience ont été adressées au ministre de l'Environnement au cours de la période d'information. Les requérants étaient :

- l'Association québécoise de lutte contre les pluies acides (AQLPA);
- le Citizens for Nuclear Responsibility;
- la Coalition pour la qualité de vie et de l'environnement et le Mouvement vert des Bois-Francs;
- la Coalition pour un débat public sur l'énergie;
- le Comité de l'environnement de Chicoutimi inc.;
- ENJEU et Environnement Jeunesse inc.;
- le Mouvement au courant (MAC);
- le Mouvement pour l'instauration de la réglementation de l'électricité au Québec (MIREQ);
- STOP;
- l'Union québécoise pour la conservation de la nature (UQCN).

1.2 Le mandat : sa nature et sa durée

Dans une lettre datée du 7 mai 1991, le ministre de l'Environnement, M. Pierre Paradis, mandatait le BAPE pour tenir une audience publique relative au projet d'Hydro-Québec de construire une centrale à turbines à gaz à Bécancour et pour lui faire rapport de ses constatations et de son analyse du dossier. Le mandat d'une durée de quatre mois devait débuter le 17 mai 1991.

Il faut préciser que le mandat porte spécifiquement sur le projet de construction de la centrale à turbines à gaz de Bécancour. C'est pourquoi la commission tient à rappeler, comme elle l'a d'ailleurs fait à plusieurs reprises durant l'audience, qu'elle n'a pas le mandat d'examiner l'ensemble de la politique énergétique québécoise, pas plus que le bien-fondé de l'existence de la centrale Gentilly 2.

1.3 L'analyse de l'acceptabilité environnementale

Au terme de son mandat, la commission fait rapport au ministre de l'Environnement sur l'acceptabilité environnementale du projet. Dans le cadre de la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement, la Direction des évaluations environnementales du MENVIQ procède également à sa propre analyse du projet et remet ses conclusions au Ministre.

C'est à partir de ces deux rapports que le ministre de l'Environnement soumet ses recommandations au Conseil des ministres quant à l'acceptabilité du projet. Il appartient alors au Conseil des ministres de prendre la décision d'autoriser le projet avec ou sans conditions, ou de le refuser.

1.4 La notion d'environnement

La notion d'environnement retenue par le BAPE ne s'applique pas d'une manière restrictive aux seules questions d'ordre biophysique, mais englobe aussi les préoccupations d'ordre social, économique et culturel.

La directive ministérielle est très explicite à cet égard. Elle renvoie d'abord à la section III du Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement qui énumère plusieurs des éléments dont peut

traiter une étude d'impact. Il y est question notamment des communautés humaines, du patrimoine culturel, archéologique et historique du milieu ainsi que des ressources agricoles.

La directive insiste sur le fait que la réalisation de l'étude d'impact doit être conçue comme un processus de planification de l'utilisation du territoire. Elle doit aussi prendre en compte les préoccupations du milieu, permettant ainsi de dégager les objectifs de la communauté qui peuvent orienter la planification du projet.

La directive demande au promoteur de «présenter l'éventail des possibilités susceptibles d'être utilisées pour solutionner [...] les besoins en énergie de pointe» (directive, p. 3) et de justifier les moyens qu'il entend privilégier pour ce faire. De plus,

«Le promoteur doit faire ressortir les exigences particulières de la Commission de contrôle de l'énergie atomique [...]. Il doit démontrer comment son projet peut répondre à ces exigences d'opération particulières et à celles identifiées du parc industriel de Bécancour [...].» (directive, p. 2)

Enfin, la directive précise que le site choisi devra résulter de l'inventaire et de la comparaison des régions d'accueil possibles et des sites de localisation qui y seront identifiés, en fonction de critères bien définis.

La directive exige la description du milieu humain en regard des secteurs spatial, social, économique et culturel et du potentiel archéologique. Elle demande l'évaluation des impacts sociaux et économiques, des impacts sur la santé publique, des impacts sur la qualité du milieu ambiant et acoustique, et des impacts à caractère olfactif.

Le Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement et la directive ministérielle font preuve d'une conception globale de l'environnement comme milieu de vie. C'est pourquoi le BAPE doit tenir compte des préoccupations des êtres humains et de leurs activités.

1.5 Les membres de la commission

Pour réaliser le mandat confié au Bureau, son président, M. Bertrand Tétreault, a formé une commission composée de Mme Catherine Chauvin, ingénieure, et de MM. Wladimir Paskievici, physicien, et Jean-Baptiste Sérodes, ingénieur, tous trois commissaires ad hoc nommés par décret, et de Mme Claudette Journault, biologiste, membre du BAPE, qui en assumait la présidence. Mme Monique Lajoie agissait à titre de secrétaire-analyste de la commission alors que Mme Sylvie Desjardins et M. Yves LeBlanc participaient à ses travaux comme analystes.

La commission a également eu recours aux services de spécialistes auxquels elle a confié des mandats spécifiques d'expertise. M. Joseph A. Doucet, de l'Université Laval, a assumé l'expertise en économie et tarification de l'électricité et M. Yvon Gervais, de l'École Polytechnique, celle en stabilité de réseau.

1.6 Le déroulement de l'audience publique

Conformément aux Règles de procédure du Bureau (Décret 3735-80, 3 décembre 1980), l'audience s'est déroulée en deux parties. La première partie a donné lieu à neuf séances tenues du 21 au 24 mai 1991 au centre culturel Larochelle, secteur Saint-Grégoire de Bécancour. Elle a permis au promoteur, Hydro-Québec, de faire la présentation de son projet et de répondre aux questions du public et de la commission. L'équipe du promoteur, dirigée par M. Patrick Arnaud, était constituée de Mme Myriam Baril et de MM. Jean-Guy Ouimet et Serge Trussart qui ont assuré une présence permanente. Au cours de l'audience, ils furent secondés par MM. Joao Baltar, René Boisvert, Pierre Duval, Jacques Gélinas, Mathieu Lavallée, Michel Rhéaume, Dominique Tremblay et Louis Varfalvy.

Plusieurs organismes ont été invités par la commission et ont délégué des représentants pour participer à la première partie de l'audience et apporter leur contribution en éclairant le public et les commissaires sur plusieurs points étudiés. Voici la liste de ces organismes et de leurs représentants : la Commission de contrôle de l'énergie atomique (MM. André Joyal et Robert Leblanc), le ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation (MM. Henri Bédard et Camille Desmarais), le ministère de l'Énergie et des Ressources (Mme Françoise Mougeat et M. Philippe Nazon), le ministère de l'Environnement (M. Yves Pagé, accompagné de

MM. Pierre Chainé, Richard Leduc et Jacques Michaud), le ministère de l'Industrie, du Commerce et de la Technologie (M. Jean Hémond), le ministère du Loisir, de la Chasse et de la Pêche (MM. Michel Lafleur et Louis Houde), le ministère de la Santé et des Services sociaux (M. Louis Dionne) et le ministère des Transports (M. Claude Gref).

Bien qu'un délai réglementaire minimal de 21 jours soit prévu entre les deux parties de l'audience, une période de 45 jours a été laissée aux participants pour leur permettre de préparer leur mémoire. La deuxième partie, l'audition des mémoires du public, s'est déroulée en après-midi et en soirée, à Bécancour le 8 et à Montréal le 9 juillet 1991. Le déplacement de la commission à Montréal voulait répondre à une demande en ce sens et favoriser la participation de plusieurs groupes de la région métropolitaine, leur évitant le déplacement à Bécancour. Ainsi, 16 mémoires et deux interventions orales ont été présentés devant la commission. La liste des mémoires fait l'objet de l'annexe 3.

Au cours du mandat de quatre mois, 82 documents ont été déposés par Hydro-Québec, 27 par les organismes et ministères, et 17 par le grand public. Il convient de rappeler que tous ces documents ont été disponibles pour la consultation publique jusqu'au 17 septembre 1991, dans les centres ouverts à cette fin par le BAPE.

CHAPITRE 2

Le projet

Ce chapitre décrit, de façon succincte, le projet tel que présenté par le promoteur dans son étude d'impact, tout en tenant compte des modifications qui s'y sont ajoutées par la suite, soit en cours d'audience, soit par le biais des documents déposés par Hydro-Québec pendant toute la durée du mandat d'enquête de la commission.

2.1 Le projet présenté par le promoteur

Hydro-Québec se propose de construire une centrale à turbines à gaz dans la région de Bécancour pour atteindre deux objectifs : répondre à l'accroissement anticipé de la demande d'électricité pendant la période de pointe annuelle, soit entre les mois de décembre et de mars, et alimenter, avec un maximum de fiabilité, les services auxiliaires de la centrale nucléaire Gentilly 2 en cas de panne du réseau.

La centrale projetée aurait une puissance d'environ 336 MW générée par quatre turbines à gaz de type industriel utilisant le mazout n° 2 (diesel) comme combustible. De par sa raison d'être, elle serait appelée à fonctionner environ 200 heures par année, dont moins d'une dizaine d'heures pour la réalimentation des services auxiliaires de la centrale Gentilly 2, et un nombre d'heures équivalent pour les essais périodiques destinés à vérifier la fiabilité de démarrage des machines (document A1, p. 30).

2.1.1 Les besoins de pointe

Il existe, au cours d'une année, une demande en électricité relativement constante (besoins de base) ainsi qu'une demande, plus rare et de courte durée, nécessitant des niveaux plus élevés (besoins de pointe). Cette dernière est particulièrement forte, au Québec, durant l'hiver (figure 4.1 b).

Selon Hydro-Québec, et tel que présenté dans le scénario de croissance moyenne de la Proposition de plan de développement d'Hydro-Québec 1990-1992, horizon 1999, la consommation d'électricité en période de pointe augmenterait avec les années :

«En ce qui a trait à la puissance de pointe entre 1990 et 1993, la croissance annuelle moyenne des besoins globaux serait d'environ 3 %, ce qui correspond pour la période concernée à une demande additionnelle de puissance de l'ordre de 2 700 MW.» (document A1, p. 9)

Il existe des équipements généralement destinés à répondre aux besoins de pointe; ce sont, notamment, les centrales à turbines à gaz, les suréquipements de centrales hydro-électriques et les centrales de pompage. Certains moyens de gestion de la demande, tels les programmes de biénergie et le programme de puissance interruptible chez les clients industriels, sont également employés pour la même raison (document A1, p. 7 et 8).

Pour gérer l'augmentation des besoins en puissance, le promoteur a devancé certains projets de mise en service et de réfection de centrales, établi des programmes d'économie d'énergie et conclu des ententes avec des réseaux voisins pour l'achat de puissance de pointe et le partage de la réserve. La possibilité d'acheter de la puissance supplémentaire aux réseaux voisins a aussi été évaluée, mais Hydro-Québec estime qu'elle a épuisé les possibilités dans ce domaine. Dès lors, Hydro-Québec craint d'être obligée de faire du délestage de charge en période de pointe pour maintenir la marge de puissance nécessaire à la stabilité du réseau et est d'avis que «l'installation de turbines à gaz additionnelles est en fait le seul moyen sûr dont [elle] dispose pour combler les besoins additionnels de puissance.» (document A1, p. 14).

2.1.2 Les besoins de la centrale nucléaire Gentilly 2

L'exploitation de la centrale Gentilly 2 est conditionnelle à l'obtention d'un permis délivré par la Commission de contrôle de l'énergie atomique (CCEA) après qu'Hydro-Québec ait prouvé, à la satisfaction de la CCEA, la sûreté de l'installation nucléaire. En vertu de ce permis, Hydro-Québec doit assurer le respect des hypothèses présentées dans les études de sûreté. Une de ces études prévoit qu'en cas de panne du réseau, les services auxiliaires de la centrale Gentilly 2 seraient réalimentés en moins de 30 minutes par la centrale de Beaumont. Le besoin de réalimentation provient, à la fois, de la nécessité de garantir la sûreté de la centrale et du désir de protéger le matériel de production de la centrale, en cas de panne prolongée.

À la suite des pannes survenues en 1988, Hydro-Québec a constaté que cette hypothèse était irréaliste. Pour remédier de façon temporaire à cette situation, la procédure de réalimentation de la centrale Gentilly 2 a été modifiée pour que la centrale de La Tuque soit utilisée comme moyen principal de réalimentation, tout en maintenant celle de Beaumont comme moyen supplémentaire (voir figure 4.4).

Hydro-Québec s'est cependant engagée auprès de la CCEA à trouver une solution permanente garantissant la fiabilité de la réalimentation de Gentilly 2. À cet effet, Hydro-Québec a examiné deux possibilités :

- affecter une centrale existante à la seule réalimentation des services auxiliaires de la centrale Gentilly 2, en y apportant, le cas échéant, les modifications requises;
- construire une centrale à turbines à gaz à Bécancour, disposant d'au moins trois groupes turboalternateurs indépendants.

En ce qui a trait à la première option, la centrale à turbines à gaz de La Citière a été considérée, puis délaissée pour des raisons économiques (coût de construction d'une ligne de transmission dédiée) et techniques (fiabilité jugée insuffisante). La centrale hydro-électrique de La Gabelle, considérée comme la plus apte à remplir ce rôle, pourrait peut-être répondre aux critères de fiabilité désirée, mais elle n'a pas été retenue à cause du long délai avant sa mise en service :

«Toutefois, la liaison additionnelle entre le poste Trois-Rivières et le poste de départ de la centrale de Gentilly 2 nécessiterait des modifications à une traversée aérienne du Saint-Laurent qui pourrait difficilement être mise en service avant 1997.» (document A1, p. 18)

2.1.3 L'option retenue par le promoteur

L'option consistant à ajouter plusieurs turbines à gaz à la centrale de La Citière présentait des avantages indéniables pour répondre à une demande d'augmentation de puissance du réseau, mais ne permettait pas de respecter les engagements pris envers la CCEA en ce qui a trait au niveau de fiabilité et aux délais d'implantation; Hydro-Québec a ainsi opté pour le projet d'une centrale à turbines à gaz à Bécancour.

«Sur le plan des besoins de pointe du réseau, le projet La Citière était préférable. Le coût par mégawatt y était légèrement moins élevé, et il présentait moins de contraintes sur le plan de la réalisation. Toutefois, compte tenu des besoins de la centrale de Gentilly 2, le projet Bécancour a été retenu.» (document A1, p. 19)

2.2 L'emplacement du projet

L'emplacement choisi pour la construction de la centrale de Bécancour est adjacent à celui de la centrale Gentilly 2, sur la rive sud du Saint-Laurent, à proximité du Parc industriel et portuaire de Bécancour (PIPB) (figure 2.1). Le site proposé comprend une aire aménagée pour les bâtiments de la centrale, et une autre pour le parc de stockage du combustible. Ces aménagements seraient construits sur un terrain appartenant à Hydro-Québec.

Le site proposé pour les bâtiments de la centrale est borné au nord par le poste de départ de la centrale Gentilly 2, à l'est et au sud par le ruisseau de la Pointe aux Roches et à l'ouest par le corridor des lignes de transport (figure 2.2). Le terrain, d'une superficie de 32 000 m², a été utilisé comme aire d'entreposage pendant la construction de la centrale Gentilly 2. Lors des travaux préparatoires, le terrain naturel serait

Figure 2.1
PARC INDUSTRIEL ET PORTUAIRE DE BÉCANCOUR

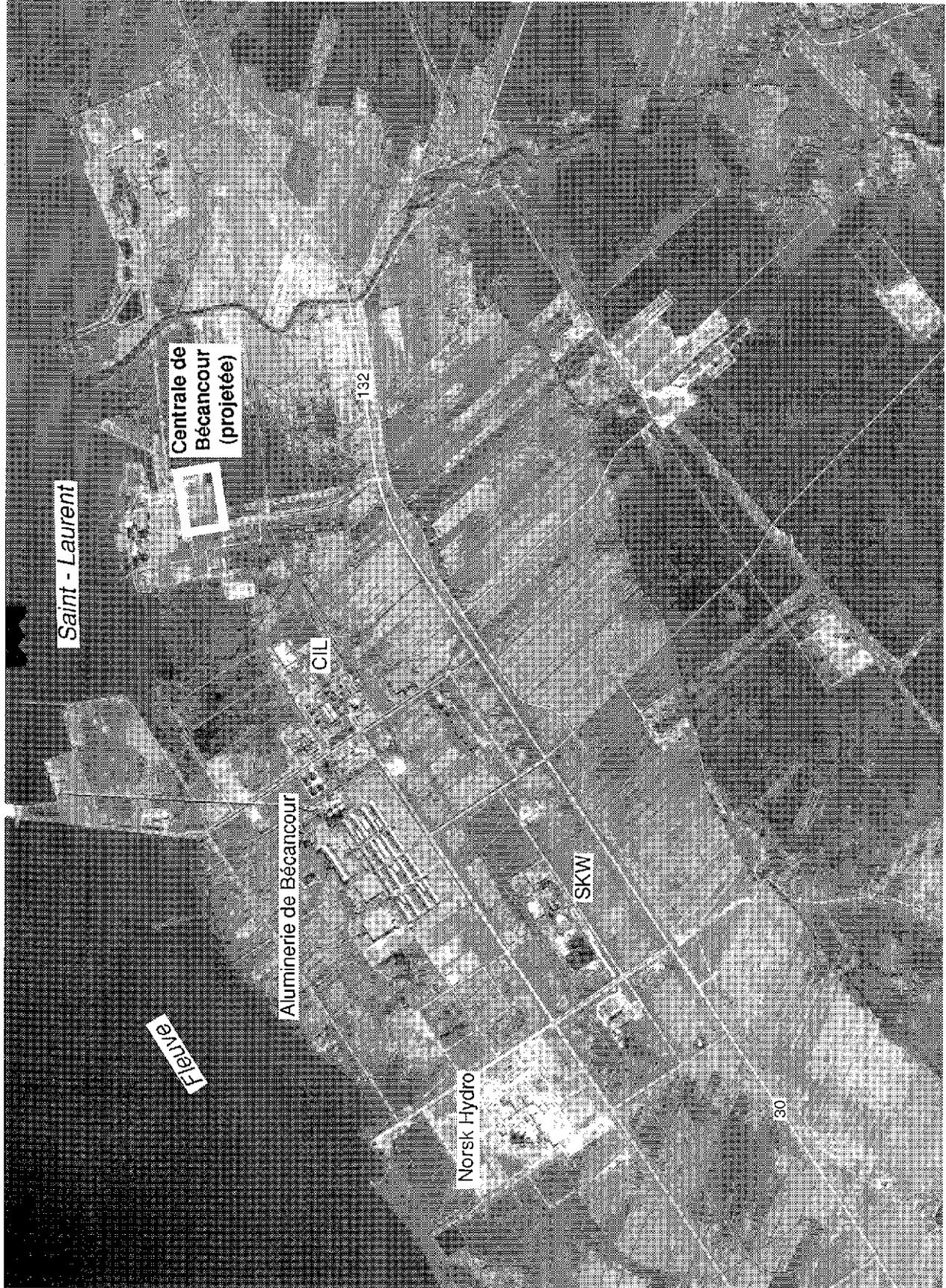
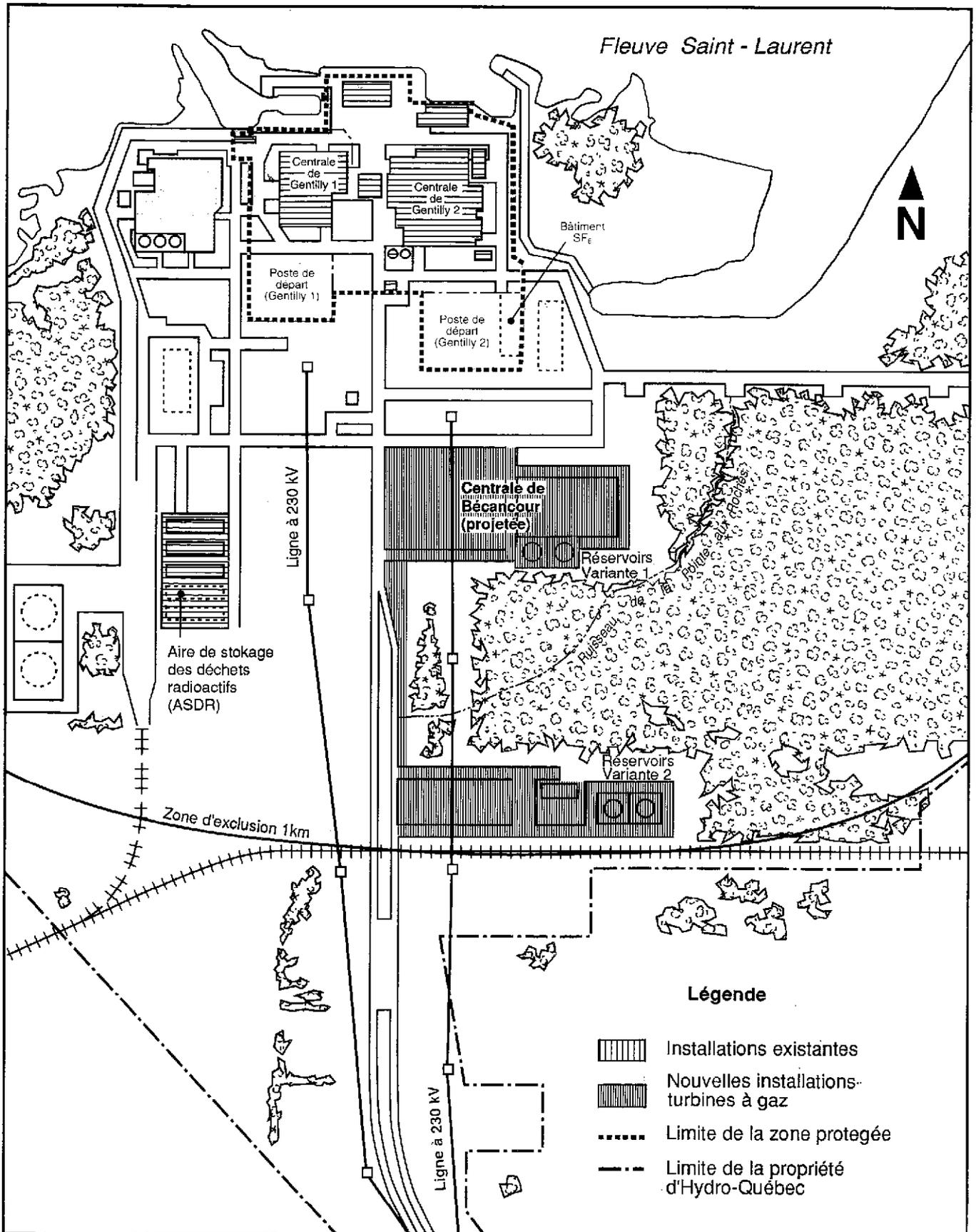


Figure 2.2
VUE D'ENSEMBLE DES INSTALLATIONS EXISTANTES ET PROJÉTÉES



Source: Hydro-Québec, Centrale de Bécancour, Rapport d'avant-projet, Vol. I, janvier 1991

décapé puis remblayé jusqu'à un niveau nominal de 7,25 m pour augmenter la protection contre les inondations.

Le site proposé pour le parc de stockage de mazout est localisé en zone inondable, à environ 350 m au sud des bâtiments de la centrale. Il est borné au nord par le ruisseau de la Pointe aux Roches et à l'ouest par la voie d'accès à la centrale Gentilly 2 (figure 2.3). L'aménagement du site nécessiterait le déboisement d'une peupleraie sur une superficie d'au moins 30 000 m² (document A1, planche n° 24).

L'emplacement de la centrale projetée, à 450 m du réacteur de la centrale Gentilly 2, a été choisi parce qu'il permettrait un raccordement simple et fiable, par câbles souterrains, entre la centrale de Bécancour et le poste de départ de la centrale Gentilly 2 :

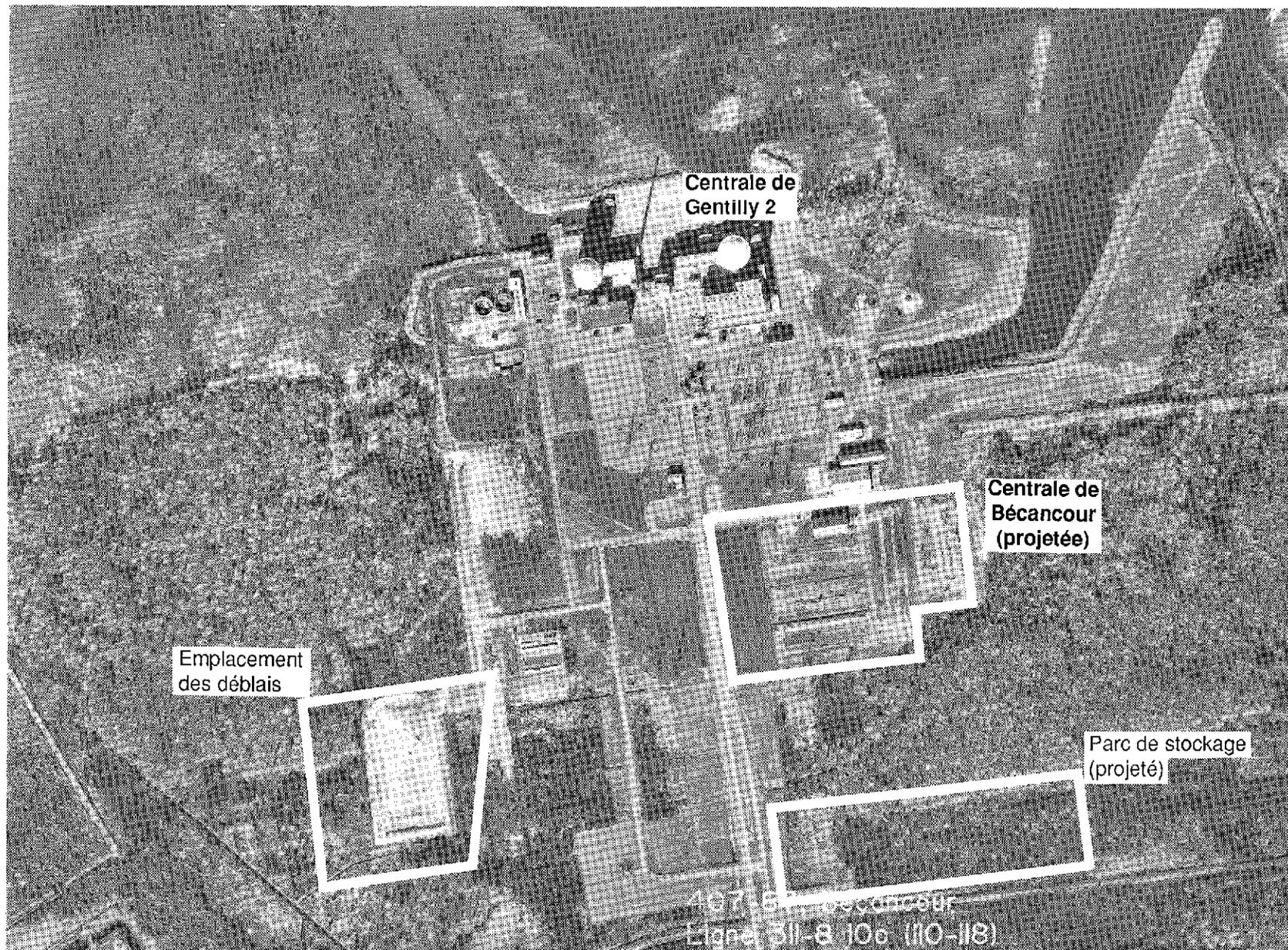
«L'utilisation de câbles souterrains permet de simplifier les raccordements et, par conséquent, de maximiser la fiabilité de la réalimentation des services auxiliaires de la centrale de Gentilly 2.» (document A1, p. 23)

Selon le promoteur, le fait de localiser la centrale à l'intérieur de la zone d'exclusion de 1 km de la centrale Gentilly 2 comporte des avantages au plan de la sécurité, puisque les installations sont déjà sous surveillance, et sur le plan technique, puisque certains services et voies d'accès sont déjà en place. Par ailleurs, en cas d'accident nécessitant une évacuation du site, la centrale de Bécancour pourrait être démarrée et maintenue en marche, à partir de la salle de commande de la centrale Gentilly 2, par le personnel indispensable qui doit rester sur place (document A1, p. 31).

L'emplacement choisi par Hydro-Québec pour la construction de la centrale de Bécancour, à proximité du PIPB, serait bénéfique à plusieurs industries du parc, leur évitant de subir des dommages lors des pannes prolongées du réseau :

«En cas de pannes du réseau d'Hydro-Québec, une fois les services auxiliaires de la centrale de Gentilly 2 réalimentés, la centrale de Bécancour pourrait alimenter les charges d'urgence du parc industriel de Bécancour.»
(document A1, p. 30)

Figure 2.3
GENTILLY 2 ET LE SITE DE LA CENTRALE DE BÉCANCOUR



Dans la région de Bécancour, les sols possèdent un potentiel agricole élevé. Le site proposé pour les bâtiments de la centrale, de même que les terrains appartenant au PIPB, se trouvent en zone industrielle. Le site proposé pour le parc de stockage et tous les lots adjacents font cependant partie de la zone agricole protégée et sont affectés à des fins agro-forestières. Sur la rive nord du fleuve, en face du site prévu, les sols sont également en zone agricole protégée, à l'exception de la portion riveraine qui comprend des aires urbaines et de villégiature.

Enfin, les principales agglomérations qui, par leur proximité, pourraient subir un impact à la suite de la construction de la centrale de Bécancour sont, sur la rive sud, les municipalités de Bécancour et Gentilly et, sur la rive nord, celles de Champlain et Sainte-Marthe-du-Cap-de-la-Madeleine.

2.3 La description technico-économique

2.3.1 Les installations de la centrale

Tel que conçu par le promoteur, le projet de centrale à turbines à gaz serait composé des éléments suivants : quatre bâtiments, un poste de départ, un parc de stockage et un quai de dépotage du mazout, un réseau de drainage, un système de récupération des eaux huileuses, un système d'alimentation en eau, une conduite d'eau déminéralisée et des voies de circulation. Des travaux d'aménagement paysager seraient également prévus.

- Les bâtiments

Les bâtiments de la centrale seraient de type industriel classique, à charpente métallique recouverte de panneaux préfabriqués en béton ou en métal, reposant sur une base de béton armé.

Le bâtiment de production, abritant les quatre groupes turboalternateurs et leurs auxiliaires, se présenterait, en coupe transversale, comme un portique à deux portées, la plus haute abritant les turbines et l'autre, les alternateurs. La conception du bâtiment serait optimisée en fonction des groupes turboalternateurs choisis. Dans le cas des turbines Générale Électrique, l'option retenue par Hydro-Québec, les cheminées et les

transformateurs élévateurs seraient placés du côté nord du bâtiment, alors que les refroidisseurs et les groupes électrogènes se trouveraient du côté sud.

Le bâtiment de commande, de dimensions plus restreintes, renfermerait les pièces liées à l'exploitation de la centrale, notamment la salle des commandes, celle des pompes et celle des batteries, ainsi que les bureaux de l'administration.

Le bâtiment du système de pompage du mazout comprendrait les pompes d'alimentation des turbines, les pompes d'approvisionnement des réservoirs, les appareils de chauffage du mazout, les appareils électriques connexes et un des deux systèmes de séparation d'huile.

Un dernier bâtiment, de type préfabriqué, servirait à abriter le matériel de protection-incendie. Un bâtiment de service pourrait aussi se greffer au complexe de la centrale de Bécancour pour subvenir aux besoins d'entretien majeur de la centrale Gentilly 2 et à ceux de la nouvelle centrale. Ce dernier n'est toutefois mentionné par Hydro-Québec qu'à titre optionnel.

- Le poste de départ

Le poste de départ de la centrale de Bécancour serait relié à celui de la centrale Gentilly 2 par câbles souterrains, et l'énergie produite y serait acheminée à une tension de 230 kV. Le poste de départ actuel de la centrale Gentilly 2 devrait, par conséquent, subir certaines modifications permettant l'interconnexion avec la nouvelle centrale :

«Les travaux au poste de départ comprennent l'installation des transformateurs élévateurs, de jeux de barres et de l'appareillage électrique, des câbles à 230 kV ainsi que des connexions au poste existant et aux transformateurs des services auxiliaires de la centrale de Gentilly 2.»

(document A1, p. 73)

- Le parc de stockage et le quai de dépotage du mazout

Deux réservoirs d'une capacité totale de 7 200 m³ et un quai de dépotage permettant le déchargement simultané de deux camions-citernes seraient localisés à proximité de la centrale de Bécancour. Une analyse comparative de deux emplacements a été effectuée par le promoteur, le premier situé à environ 70 m de la centrale de Bécancour, l'autre à environ 350 m. Selon les derniers renseignements reçus d'Hydro-Québec, le site le plus éloigné de la centrale serait retenu parce qu'il représente moins de risques potentiels en cas d'accident technologique, même si l'autre emplacement paraît plus avantageux sur le plan technico-économique. Chacun des réservoirs serait muni d'un bassin de rétention d'environ 45 m de côté et d'une capacité supérieure de 10 % au contenu du réservoir, afin de prévenir toute fuite de combustible.

- Le réseau de drainage

Les eaux usées sanitaires seraient dirigées vers le réseau d'eaux usées de la centrale Gentilly 2. Les eaux de lavage des compresseurs seraient, selon leur taux de contamination, soit évacuées vers le même réseau, soit prises en charge par une firme spécialisée (document A81, p. 3).

- Le système de récupération des eaux huileuses

Le promoteur a prévu un système de récupération à deux séparateurs des eaux huileuses vers lesquels «toutes les eaux susceptibles d'être contaminées par le mazout» seraient dirigées par un système de canalisations. Ainsi, les eaux contaminées et les huiles provenant de l'aire des transformateurs élévateurs, du parc de stockage du mazout et du quai de dépotage seraient acheminées vers les séparateurs, comprenant chacun un bassin de séparation en béton et des réservoirs en acier pour stocker le mazout récupéré. Les eaux des séparateurs seraient ensuite évacuées vers le fossé périphérique par un égout pluvial (document A1, p. 60).

- Le système d'alimentation en eau

La conduite d'alimentation en eau potable de la centrale de Bécancour serait reliée à celle de la centrale Gentilly 2. Une conduite servant à l'alimentation en eau pour combattre les incendies pourrait également être raccordée au système correspondant de la centrale Gentilly 2 et serait installée dans la même tranchée que la conduite d'eau potable.

- La conduite d'eau déminéralisée

L'unité de production d'eau déminéralisée de la centrale Gentilly 2 fournirait à la centrale de Bécancour l'eau nécessaire à l'exploitation de la centrale par une conduite localisée dans la même tranchée que les conduites d'eau potable et d'incendie.

- Les voies de circulation

Hydro-Québec prévoit aménager les chemins d'accès aux installations de la centrale de Bécancour à partir de la route d'accès à la centrale Gentilly 2. Sur le site proposé pour la centrale, un chemin de ceinture entourerait le bâtiment principal de production pour les besoins d'exploitation, d'entretien et de protection-incendie. Pour le parc de stockage, un double accès serait aménagé afin de permettre aux véhicules lourds d'aller et de venir au quai de dépotage sans se croiser, en tenant compte de l'espace de manœuvre nécessaire aux camions-citernes.

- L'aménagement paysager

Le promoteur prévoit mettre en place des talus ensemencés autour du site et effectuer divers travaux de reboisement.

2.3.2 L'approvisionnement en combustible

Le combustible choisi par le promoteur pour alimenter les turbines à gaz est le mazout n° 2 (diesel). Le mazout, dont le coût est estimé à environ la moitié de celui du gaz naturel, proviendrait de fournisseurs locaux et serait livré par camions-citernes.

Le quai de dépotage posséderait quatre pompes de déchargement pouvant effectuer chacune le déchargement d'un camion-citerne en 20 minutes. Il serait donc théoriquement possible que la centrale puisse fonctionner continuellement, sans interruption.

Les deux réservoirs servant au stockage du mazout seraient suffisamment grands pour conférer à la centrale de Bécancour une autonomie d'exploitation d'environ 72 heures à plein régime, à une température extérieure de - 35 °C (document A1, p. 49).

Chaque turbine posséderait un système d'alimentation indépendant composé principalement de deux pompes d'alimentation, de réchauffeurs électriques maintenant le mazout à une température de 15 °C et d'un réservoir tampon assurant une heure d'exploitation à plein régime.

Chacun des groupes électrogènes servant au démarrage des turbines en cas d'urgence serait également pourvu de pompes et d'un réservoir tampon garantissant la même période d'autonomie.

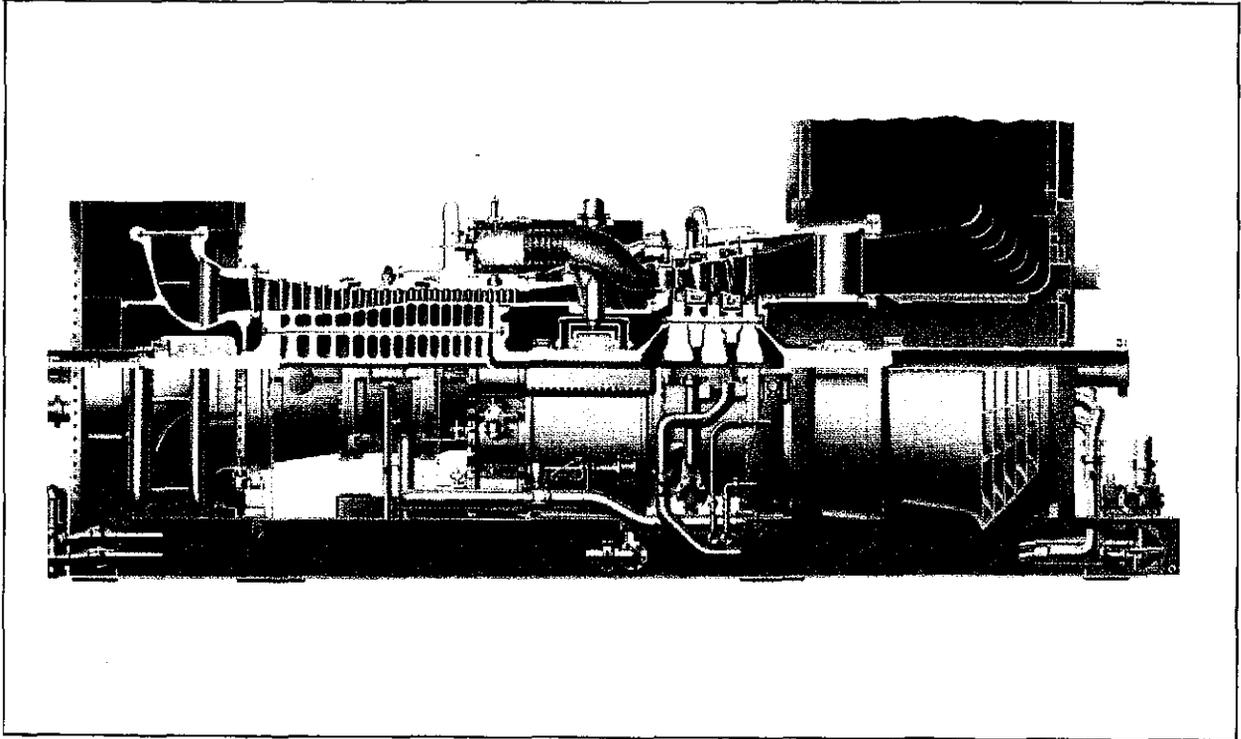
2.3.3 Le matériel de production

Hydro-Québec a choisi des turbines à gaz de type industriel, plus puissantes que celles de type avionique. Une seule turbine serait capable de faire démarrer et d'alimenter les services auxiliaires de la centrale Gentilly 2, pour lesquels une puissance d'environ 60 MW serait requise.

Parmi les quatre possibilités identifiées par le promoteur, la turbine à gaz PG 7111 EA de Générale Électrique (GE) a été retenue «pour des raisons techniques, économiques et environnementales» (document A1, p. 58). D'une puissance nominale de 84,2 MW, chaque groupe turboalternateur, composé d'une turbine et de l'alternateur qu'elle entraîne, pourrait fonctionner indépendamment des autres groupes (figure 2.4).

Les turbines seraient équipées d'un dispositif d'injection d'eau déminéralisée dans les chambres de combustion pour réduire le taux d'émission des oxydes d'azote (NO_x). La consommation de chaque groupe turboalternateur serait, pour l'option Générale Électrique, de 28 461 litres/heure à pleine charge.

Figure 2.4 Turbine à gaz PG 7111 EA de Générale Électrique



Source : Hydro-Québec, Centrale de Bécancour, Rapport d'avant-projet, vol. II, janvier 1991

Chacun des groupes pourrait être commandé à partir de trois endroits différents : du pupitre situé près de chaque turbine, de la salle de commande de la centrale de Bécancour et de la salle de commande principale de la centrale Gentilly 2.

2.3.4 L'alimentation électrique

Les services auxiliaires de la centrale de Bécancour seraient alimentés de trois façons :

- par le poste de départ à 230 kV de la centrale Gentilly 2;
- par la ligne à 25 kV d'Hydro-Québec;
- par un des groupes turboalternateurs de la centrale elle-même, en cas d'urgence.

2.3.5 Les installations temporaires et les travaux préparatoires

Les travaux préparatoires à la construction de la centrale comprendraient le déplacement ou la démolition de quelques installations existantes, dont certains bâtiments d'entreposage, des lignes électriques sur poteaux de bois et un poste d'essence.

Pour les besoins du chantier de construction, une clôture de protection d'environ 900 m de longueur serait érigée autour de la zone des travaux, ainsi qu'une guérite contrôlant l'accès aux sites. Pour chacun des emplacements, soit celui proposé pour la centrale et celui proposé pour le parc de stockage, les installations de chantier comprendraient un chemin relié à la route d'accès de Gentilly 2, un stationnement et une aire d'entreposage. Des bureaux temporaires et un entrepôt de 12 m sur 25 m seraient également aménagés sur le site proposé pour la centrale.

L'aménagement du parc de stockage nécessiterait un déboisement sur une superficie d'au moins 30 000 m² (document A1, planche n° 24). Des travaux d'excavation seraient nécessaires aux deux emplacements; les matériaux excavés seraient entreposés dans une ancienne aire de remblai de la centrale Gentilly 2, localisée à 900 m de la centrale projetée. Ces matériaux seraient réutilisés, dans la mesure du possible, pour l'aménagement paysager (document A1, planche n° 24 et document A2, p. 87-88).

2.3.6 Le calendrier de réalisation

Les diverses étapes du cheminement critique du projet seraient, dans l'ordre : l'obtention des autorisations gouvernementales, la construction des groupes turboalternateurs et des transformateurs de puissance, les travaux de génie civil, le montage des systèmes, les essais et la mise en service des groupes. Les groupes turboalternateurs ont déjà été commandés chez Générale Électrique et leur livraison devrait s'effectuer à partir de la fin de l'année 1991 jusqu'au début de 1992, à raison d'une turbine par mois.

L'étude d'impact prévoyait la mise en chantier pour l'été de 1991, la mise en service des deux premiers groupes turboalternateurs au plus tard pour décembre 1992, et celle des deux autres par la suite, à environ un mois d'intervalle. Le calendrier a été révisé pour tenir compte des délais avant l'obtention des autorisations gouvernementales, et dans l'éventualité d'une

mise en chantier à l'automne de 1991, Hydro-Québec prévoit quand même être en mesure de mettre en service les deux premiers groupes turboalternateurs à la fin de 1992 et celle des deux derniers environ un mois plus tard (audience, 1^{re} partie, vol. 1, p. 60).

2.3.7 Les coûts

Le coût global du projet serait de 388,7 millions de dollars, incluant les frais directs (192 millions de dollars), l'inflation, les intérêts et divers autres frais dont un montant se situant entre 3,8 et 7,6 millions au titre du programme de mise en valeur de l'environnement.

Par ailleurs, les frais d'exploitation annuels sont estimés à 7,77 millions de dollars, dont la plus grande partie (5 millions) provient du combustible, le mazout n° 2.

Il est à noter que le coût de revient d'un tel projet par kWh produit varie selon la durée d'utilisation. Le tableau 2.1 permet de comparer les coûts des deux principaux équipements utilisés pour satisfaire les besoins de pointe, soit les centrales à turbines à gaz (TAG) et le suréquipement de centrales hydro-électriques (document A19).

Tableau 2.1 Coûts de revient de projets typiques de pointe selon la durée d'opération (cents 91 / kWh)

Nombre d'heures	TAG	Suréquipement
25	307	334
50	157	167
75	107	111
100	83	83
125	68	67
150	58	56
200	45	42
500	23	17

Entre 75 et 200 heures d'utilisation par année, les coûts sont assez semblables. Il est à noter que l'électricité produite par la centrale TAG, dans les conditions prévues d'opération (200 h/an), coûtera donc environ 10 fois plus cher que l'électricité de base produite par les centrales hydro-électriques.

CHAPITRE 3

Les préoccupations des participants à l'audience

Ce chapitre a pour objet de résumer les préoccupations des participants à l'audience et, plus particulièrement, les opinions exprimées à l'intérieur des mémoires ou au cours des interventions devant la commission au moment de l'audition des mémoires. Ces préoccupations ont été regroupées en grands thèmes et les citations retenues ici visent à illustrer la variété des opinions énoncées.

3.1 La justification du projet

3.1.1 Le bien-fondé des justifications présentées par le promoteur

La grande majorité des participants à l'audience met en doute le bien-fondé des deux justifications présentées par Hydro-Québec pour la construction de la centrale de Bécancour, soit afin de répondre à la demande en période de pointe et d'améliorer la fiabilité de réalimentation des auxiliaires de la centrale Gentilly 2.

- Réponse à la demande en période de pointe

L'élément de justification visant à satisfaire les besoins en période de pointe est particulièrement remis en question. C'est ainsi que 13 des 16 groupes ayant présenté un mémoire estiment que l'approche voulant qu'il faille toujours répondre à une demande croissante par l'addition d'équipement devrait être remise en question. Ils condamnent ainsi les intentions d'Hydro-Québec d'ajouter des équipements de production pour répondre à cette demande croissante. Ces groupes préconisent plutôt le recours à d'autres mesures :

«Il est amplement reconnu en matière de gestion de la demande qu'en ce qui concerne la très fine pointe, l'écrêtement de pointe se fait plus efficacement et à moindre coût grâce à des programmes de bi-énergie et de puissance interruptible.» (mémoire du MIREQ, p. 10)

«[...] il serait intéressant de savoir combien une bonification annuelle (de 48 000 000 \$) d'un programme d'économie d'énergie ou de puissance interruptible ou de cogénération ou d'achats aux réseaux voisins pourrait rapporter en termes de réduction des besoins de MW.» (mémoire de STOP, p. 6)

Certains groupes mentionnent d'autres mesures telles que la tarification différenciée dans le temps, la promotion de l'efficacité énergétique, les programmes incitatifs auprès des municipalités, l'utilisation optimale de l'équipement existant ou le recours aux énergies douces.

On reproche également à Hydro-Québec sa méthodologie de planification qui s'éloigne, selon le Mouvement au Courant, de celle dite du «Least Cost Utility Planning». Ainsi, pour cet organisme :

«[...] l'augmentation anticipée de la demande de fine pointe peut être satisfaite par la mise en place d'un programme efficace de gestion de la demande [...] qui produira des résultats supérieurs à ceux de la centrale à gaz à des coûts infiniment plus bas et sans ajouter à la pollution de la région.» (mémoire du Mouvement au Courant, p. 8)

Pour le Mouvement au Courant, Hydro-Québec n'a pas tenu compte des «externalités», c'est-à-dire de l'ensemble des coûts environnementaux et sociaux que la société québécoise aurait à assumer advenant la réalisation du projet de centrale à Bécancour, et ne peut donc adéquatement juger de la rentabilité des autres options pour répondre à la demande en période de pointe.

En se basant sur les données fournies par Hydro-Québec, le Mouvement pour l'instauration de la réglementation de l'électricité au Québec (MIREQ) effectue une analyse plus quantitative, en dissociant la période 1991-1993 de la période 1994-2006. Sur la base des révisions à la baisse des prévisions de demande pour les années 1991 à 1993 et compte tenu de l'excédent de puissance anticipé pour 1994, le MIREQ affirme que :

«[...] les prévisions les plus récentes de l'entreprise démontrent que la centrale TAG proposée [...] n'est plus requise possiblement avant 1995.» (mémoire du MIREQ, p. 8)

Pour la période 1994-2006, le MIREQ fonde son analyse sur la définition d'un niveau «optimal» de réserve qu'il établit à 13 % et est d'avis que :

«[...] si la centrale TAG devait être construite, elle serait probablement inutilisée durant toute la période à l'étude, soit de 1992 à 2006.» (mémoire du MIREQ, p. 9)

Finalement, le Comité de santé environnementale des départements de santé communautaire (DSC) du Québec met en doute la crédibilité prévisionnelle d'Hydro-Québec et réclame une contre-expertise externe sur l'évaluation des solutions de rechange à ce projet.

- Amélioration de la fiabilité de réalimentation des auxiliaires de la centrale Gentilly 2

La deuxième justification présentée par Hydro-Québec, visant à améliorer la fiabilité de réalimentation des services auxiliaires de Gentilly 2, est aussi remise en question par un grand nombre de participants à l'audience.

Plusieurs groupes associent le projet au développement du nucléaire et certains, comme les Mouvements verts de la Mauricie et des Bois-Francs, disent promouvoir plutôt le démantèlement de Gentilly 2. Ils soulignent en outre que :

«[...] l'idée d'une centrale électrique à gaz, prothèse au monstre Gentilly II nous semble tout à fait déplacée et nous croyons que les importantes ressources monétaires qui s'y engouffreraient seraient plus utiles à la mise en place des mesures d'efficacité énergétique et de conservation.» (mémoire des Mouvements verts de la Mauricie et des Bois-Francs, p. 3)

Pour de nombreux participants, la proposition d'Hydro-Québec dépasse de beaucoup les réelles exigences de la Commission de contrôle de l'énergie atomique (CCEA). Certains, comme le Mouvement au Courant et les Ami-e-s de la Terre de Montréal, font état du manque de clarté en ce qui a trait aux échéances fixées par la CCEA à la mise en place d'une solution permanente au problème de réalimentation des auxiliaires de Gentilly 2. Ils estiment donc que d'autres solutions seraient envisageables, même si elles devaient entraîner des délais supplémentaires, et croient qu'Hydro-Québec devrait plutôt tenter d'améliorer la fiabilité du réseau de transport de l'électricité, source des problèmes de Gentilly 2.

Le mémoire conjoint du Centre d'analyse des politiques énergétiques (CAPE) et du Regroupement pour la surveillance du nucléaire souligne que la CCEA n'a pas demandé à Hydro-Québec de construire une centrale supplémentaire, mais simplement qu'une source fiable soit disponible en cas de panne prolongée :

«The Atomic Energy Control Board has not required Hydro-Québec to build any additional generating capacity, either inside or outside the exclusion zone of the reactor. The Board has simply insisted that an adequate reliable supply of off-site power be made available in case of a prolonged blackout.»
(mémoire du CAPE et du Regroupement pour la surveillance du nucléaire, p. 2)

Le MIREQ ajoute que la fiabilité supplémentaire que propose Hydro-Québec en installant trois turbines est superflue et ne constitue sûrement pas une exigence de la CCEA.

Par contre, deux organismes se démarquent des autres à ce sujet. Ainsi, la ville de Bécancour approuve le projet d'Hydro-Québec et estime qu'il constitue :

«[...] *un gain important pour la région sur le plan sécuritaire.*»
(mémoire de Ville de Bécancour, p. 1)

Pour le Mouvement des Affaires de Gentilly, Hydro-Québec devrait plutôt, à l'image de l'Ontario, construire une nouvelle centrale nucléaire, ce qui permettrait une autosuffisance mutuelle sans avoir besoin de recourir à une centrale d'appoint.

3.1.2 Les autres motifs perçus par les participants

La majorité des participants à l'audience croient que d'autres raisons motivent le promoteur à présenter ce projet.

Plusieurs estiment que la réelle justification du projet est l'approvisionnement d'urgence des industries du parc industriel de Bécancour, qui pourraient souffrir de lourdes pertes lors de pannes du réseau d'Hydro-Québec :

«[...] *un troisième motif majeur mais rarement relevé pour justifier son projet, soit l'alimentation en direct du parc industriel de Bécancour où les entreprises métallurgiques encourront des problèmes techniques importants en cas de panne prolongée du réseau.*» (mémoire du Mouvement au Courant, p. 2)

«*Serait-il possible qu'il y ait, dans les contrats «secrets» avec les industries énergivores, une clause précisant qu'Hydro-Québec doit fournir de l'électricité 24 heures par jour, 365 jours par année, sous peine d'amende importante?*» (mémoire de STOP, p. 4)

«[...] *est-ce que ces compagnies ne devraient pas elles-mêmes défrayer les coûts de l'amélioration de la fiabilité du réseau puisque, à toute fin pratique, c'est elles qui en ont vraiment besoin?*» (mémoire des Mouvements verts de la Mauricie et des Bois-Francs, p. 3)

Certains participants évoquent également les besoins accrus qu'entraînent les contrats d'exportation avec les réseaux voisins :

«Si le Gouvernement est vraiment préoccupé par la demande de pointe, pourquoi signe-t-il des contrats d'exportation durant la période hivernale [...] là où notre demande de pointe est la plus forte?» (mémoire du Comité de l'environnement de Chicoutimi, p. 6)

D'autre part, STOP allègue que la croissance de la demande est le résultat d'une exigence issue des ententes avec le Northeast Power Coordinating Council (NPCC) :

«[...] si ce n'était de l'entente avec le NPCC visant à assurer et à poursuivre les exportations d'électricité vers les E.U.A., Hydro-Québec aurait continué à utiliser une réserve traditionnellement satisfaisante de 11 % et ne l'aurait pas gonflée de 500 MW cette année et d'un autre 500 MW en 94 pour répondre aux diktats du NPCC.» (mémoire de STOP, p. 16)

Enfin, comme il a été mentionné précédemment, plusieurs groupes, dont les Professionnels de la santé pour la responsabilité nucléaire, les Ami-e-s de la Terre de Montréal, les Mouvements verts de la Mauricie et des Bois-Francs, la Coalition pour un débat public sur l'énergie, le Comité de l'environnement de Chicoutimi et ENJEU et Environnement Jeunesse inc., estiment que le projet est plutôt un investissement ayant comme objectif le développement de l'énergie nucléaire au Québec.

3.1.3 La politique énergétique du gouvernement du Québec

La grande majorité des participants, soit 12 des 16 groupes ayant présenté un mémoire, réclament un moratoire sur les projets d'Hydro-Québec, ainsi qu'un débat public sur le futur énergétique du Québec. Un de ceux-ci, la Coalition pour un débat public sur l'énergie, le fait au nom de 20 groupes membres ayant endossé la résolution présentée à titre de mémoire :

«La Coalition pour un débat public sur l'énergie demande qu'il y ait un moratoire sur le projet tant et aussi longtemps qu'un débat public sur l'énergie ne sera pas tenu.» (mémoire de la Coalition pour un débat public sur l'énergie, p. 2)

Dans le même ordre d'idée, le mouvement ENJEU et Environnement Jeunesse inc. tenait en 1989 un référendum sur l'énergie et l'environnement auprès des jeunes de 22 cégeps. Dans l'introduction au document alors publié et faisant état des résultats du vote, l'organisme explique ses objectifs et ajoute :

«C'est nous qui devons «vivre» avec les répercussions environnementales des décisions politiques qui sont généralement prises sans que nous soyons consultés, et qui, trop souvent, manquent de perspectives à long terme.» (document C12, p. 1)

Par ailleurs, les groupes souhaitent que la priorité soit accordée à la mise en place de mesures d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie :

«Hydro-Québec tout comme le gouvernement du Québec qui doit déposer une politique énergétique à l'automne doivent accorder la priorité à des moyens pour satisfaire les services électriques qui sont plus efficaces et plus économiques et moins dommageables pour l'environnement que l'ajout de nouvelles capacités de production, surtout thermiques.» (mémoire du Mouvement au Courant, p. 9)

En plus d'être signataire de la résolution de la Coalition pour un débat public sur l'énergie, STOP réclame aussi un moratoire sur tout projet d'exportation d'électricité et sur tout projet d'implantation d'industries consommant beaucoup d'électricité.

D'autres, comme les Ami-e-s de la Terre de Montréal, ajoutent :

«Que suite à un tel exercice collectif [débat public sur l'énergie], le projet soit réorienté à la lumière de cette politique et soit resoumis au processus d'audiences publiques.» (mémoire des Ami-e-s de la Terre de Montréal, p. 5)

D'autre part, plusieurs participants font référence à une discordance existant entre le projet et les principes du développement durable :

«Le Gouvernement actuel, avec son objectif de croissance énergétique de 2 %/an, sur 15 ans, qui implique des dizaines de nouveaux équipements hydro-électriques (dont le TAG, 336 MW), va à contre-courant de l'objectif d'un développement durable de la planète.» (mémoire du Comité de l'environnement de Chicoutimi, p. 3)

Dans son mémoire, l'organisme ENJEU et Environnement Jeunesse inc. souligne que le Québec doit faire sa part dans l'atteinte des objectifs de la Commission mondiale sur l'environnement et le développement exprimés à l'intérieur du rapport Brundtland et visant une réduction de la consommation d'énergie des pays développés de 40 % d'ici 2020. Ce même organisme, sur la foi des résultats du référendum québécois de 1989, ajoute que les jeunes du Québec sont prêts à faire des efforts dans ce sens :

«[...] 67 % des jeunes sont prêts à restreindre leur consommation d'électricité durant les périodes de pointe [...], 57 % appuieraient un gouvernement qui hausserait les tarifs de la consommation énergétique dans une perspective de développement durable [...], 82 % des jeunes sont prêts à payer plus cher une énergie moins polluante.» (mémoire d'ENJEU et Environnement Jeunesse inc., p. 9)

Dans un mémoire conjoint, l'Union québécoise pour la conservation de la nature (UQCN) et le Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) prônent, quant à eux, l'augmentation des prix et la taxation de l'énergie :

«[...] les prix de l'énergie sont beaucoup trop bas et trop instables, particulièrement les tarifs consentis aux gros consommateurs industriels [...]. Si on augmentait le prix, il y a une élasticité en termes économiques dans la consommation d'énergie [...], toutes les nuisances associées à la consommation excessive d'énergie pourraient être ramenées à un niveau «soutenable» si la consommation finale et intermédiaire de l'énergie était adéquatement taxée.» (mémoire de l'UQCN et du GRAME, p. 16)

3.2 Les émissions atmosphériques

Les émissions atmosphériques qui proviendraient de la centrale de Bécancour ont fait l'objet des préoccupations de nombreux participants lors de l'audience. On peut regrouper ces préoccupations et opinions sous cinq thèmes principaux : le choix du combustible, l'impact des émissions sur les pluies acides et l'effet de serre, leur impact sur la santé, leur effet cumulé avec les émissions du Parc industriel et portuaire de Bécancour et, finalement, la nécessité d'un contrôle de la qualité de l'air. Le sixième thème, concernant le milieu agricole, sera traité à la section 3.6 de ce chapitre.

3.2.1 Le choix du combustible

Pour ENJEU et Environnement Jeunesse inc., les combustibles fossiles sont une ressource épuisable essentielle qu'il faut économiser dans le respect de l'environnement et des générations futures. Le mouvement soutient que l'utilisation de combustibles fossiles place le Québec dans une situation de dépendance face aux fournisseurs étrangers. Il faudrait donc davantage miser sur l'utilisation des sources d'énergie renouvelable, particulièrement lorsqu'il est question de chauffage ou de production d'électricité.

STOP considère que le choix du combustible a fait l'objet d'une étude comparative ayant mené trop rapidement au rejet du gaz naturel dans l'étude d'impact du promoteur. Le Comité de santé environnementale des DSC du Québec souhaiterait même que la possibilité d'utiliser le gaz naturel soit de nouveau examinée. À cause de la problématique du transport du gaz depuis les lointaines zones d'approvisionnement de l'ouest canadien et des coûts afférents, particulièrement en vue d'une utilisation sporadique, d'autres soutiennent que :

«[...] il est techniquement possible de construire une usine de liquéfaction du gaz utilisant le gaz naturel en période creuse de l'été, de le liquéfier et de le stocker, pour ensuite le réutiliser en période de pointe [...]. Hydro-Québec estime le coût de construction de cette usine à 50 millions de dollars. Par contre, le coût du combustible est quatre fois moins cher. Cette option n'a pas été sérieusement étudiée par la requérante.» (mémoire du MIREQ, p. 16)

Quant ils abordent le choix du mazout, plusieurs participants, dont la ville de Bécancour, demandent que soit utilisé un carburant à faible teneur en soufre. Pour l'UQCN et le GRAME, il faudrait que le carburant utilisé soit dix fois moins riche en soufre que le mazout n° 2. De plus, le MIREQ ajoute qu'il faudrait s'assurer d'exclure toute possibilité de conversion future vers un combustible plus polluant comme le mazout n° 6.

3.2.2 Les effets sur la santé

Plusieurs participants ont fait état de préoccupations par rapport à l'augmentation des émissions atmosphériques polluantes et des dangers associés à la santé de la population. Le Comité de santé environnementale des DSC du Québec s'inquiète de l'augmentation de l'exposition de la population aux contaminants atmosphériques comme l'anhydride sulfureux (SO₂), les oxydes d'azote (NO_x), les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) et les particules en suspension. Il remet en question la façon dont sont déterminées les normes environnementales et suggère plutôt de mettre en application des critères plus sévères basés sur les effets sur la santé, comme le préconise l'Organisation mondiale de la santé (OMS). Ainsi, dans le cas du SO₂ :

«[...] ce que le modèle d'Hydro-Québec calcule être la concentration horaire extrême pour la centrale, soit 0,074 ppm, correspond à 62 % du critère de l'OMS. Conséquemment, l'hypothèse que cette concentration horaire extrême se superpose aux concentrations horaires maximales des deux autres industries (ABI et SKW) correspondrait à un dépassement cumulatif de 353 % du critère de l'OMS.» (mémoire du Comité de santé environnementale des DSC du Québec, p. 8)

Face à l'augmentation des problèmes de santé reliés à l'asthme ou à d'autres maladies du système respiratoire, le Comité de santé environnementale des DSC du Québec ajoute qu'il faudrait que le Parc industriel et portuaire de Bécancour s'organise pour obtenir une diminution des émissions de polluants atmosphériques pour qu'elles demeurent en dessous des normes les plus sévères. Le Comité de santé environnementale des DSC souligne les effets nocifs des émissions acides sur la santé respiratoire et même sur les nappes souterraines d'eau potable, par l'entremise de leurs effets indirects sur la lixiviation des métaux.

3.2.3 Les pluies acides et l'effet de serre

Plusieurs participants ont fait la relation entre les émissions atmosphériques du projet et les grands problèmes environnementaux que sont les pluies acides et l'effet de serre. L'addition d'une source d'émission des polluants responsables serait contraire au mouvement mondial visant à les limiter. Le projet serait aussi en opposition avec la volonté de lutter contre l'effet de serre et les ententes intergouvernementales en matière de pluies acides :

«[...] l'érection de la centrale projetée à Bécancour par une société d'État nous ferait perdre notre crédibilité dans nos négociations sur les pluies acides avec les États-Unis et l'entreprise privée. Or, ces discussions et surtout les ententes qu'elles engendrent sont vitales pour l'avenir des forêts et des lacs québécois.» (mémoire d'ENJEU et Environnement Jeunesse inc., p. 10)

Certains participants croient que des mesures compensatoires devraient être exigées du promoteur :

«L'objectif de développement soutenable exige qu'Hydro-Québec fasse fonctionner ses turbines avec un carburant ne contenant pas plus de 0,05 % de soufre [...]. Si le combustible à 0,05 % de soufre n'est pas rapidement disponible [...], Hydro-Québec pourrait compenser en remplaçant les mazouts de qualité encore plus mauvaise sur d'autres sites.» (mémoire de l'UQCN et du GRAME, p. 9)

Pour l'UQCN et le GRAME, la compensation équivalente à l'accroissement des émissions de CO₂ à Bécancour consisterait en du reboisement, l'activité métabolique des végétaux transformant en effet le CO₂ en retenant le carbone et en libérant l'oxygène.

De son côté, le Comité de l'environnement de Chicoutimi condamne toute nouvelle émission atmosphérique polluante quelle qu'elle soit. Pour le comité, le concept de pollution négligeable invoqué dans l'étude d'impact serait dépassé dans le contexte de crise environnementale que nous vivons, la capacité de la biosphère à s'autopurifier étant elle-même déjà dépassée :

«[...] toute nouvelle dose de pollution est une surdose. En conséquence, les concepts de pollution négligeable, de possibilités de dispersion ou de possibilités de dilution utilisés par Hydro-Québec [...] sont dépassés et non conformes à la mise en place d'un mode de fonctionnement viable.»

(mémoire du Comité de l'environnement de Chicoutimi, p. 3)

3.2.4 L'effet cumulé avec le parc industriel

Plusieurs participants ont manifesté leur inquiétude face à l'effet cumulé des émissions de la nouvelle centrale et des rejets actuels du parc industriel de Bécancour. Il leur apparaît inadmissible :

«[...] de construire un équipement thermique dans une région où l'augmentation rapide et massive de la pollution fait déjà des ravages.» (mémoire du Mouvement au Courant, p. 8)

En se référant à la production actuelle de SO₂ provenant de l'ensemble des usines du parc industriel, le Mouvement des Affaires de Gentilly a conclu que la nouvelle centrale, en produisant une tonne à l'heure, doublerait pratiquement la production du parc industriel lorsqu'elle serait en opération.

Le mouvement souhaiterait une centrale construite :

«[...] de telle sorte qu'aucune émission polluante de quelque nature que ce soit ne vienne affecter la qualité de l'environnement.» (résolution du Mouvement des Affaires de Gentilly, p. 4)

3.2.5 Le contrôle de la qualité de l'air

Lorsqu'il s'agit du contrôle de la qualité de l'air, les préoccupations des participants peuvent être regroupées autour de trois thèmes : l'absence d'un réseau de surveillance efficace, le partage des responsabilités lors de l'implantation d'un réseau amélioré et le besoin d'information sur la qualité de l'air.

À plusieurs reprises, des participants ont déploré le fait que le MENVIQ ne possède pas un nombre suffisant de postes d'échantillonnage de la qualité de l'air dans la région de Bécancour, malgré l'importance des activités industrielles du secteur. Ils sont nombreux à avoir insisté sur la nécessité d'assurer le suivi de la qualité de l'air à l'aide d'un réseau de surveillance plus complet, capable de mesurer, notamment, les impacts cumulatifs des rejets du parc industriel. Pour cela, il faudrait :

«Que soient installées ou améliorées immédiatement plusieurs stations d'échantillonnage de l'air dans la région de Bécancour et de Trois-Rivières ayant la capacité de mesurer au moins les concentrations de SO₂ et NO_x dans l'air.

«Qu'une station météorologique soit installée ou améliorée pour permettre l'acquisition de données afin d'analyser la dispersion des émissions dans la région (vent, température, précipitation, stabilité de l'air, etc.).» (mémoire du Mouvement au Courant, p. 10)

Pour les participants de l'audience, il y a une certaine difficulté à définir les autorités concernées et à cerner les responsabilités de chacun dans la mise en place d'un tel réseau de surveillance de la qualité de l'air. Pour Ville de Bécancour, un tel réseau devrait être confié à «Environnement Bécancour», une corporation paramunicipale regroupant des représentants de la Société du parc industriel et portuaire de Bécancour, du DSC, du CLSC Les Blés d'or, du MENVIQ, de la ville de Bécancour, d'Hydro-Québec, de l'UPA et des citoyens de la municipalité. Cette corporation ne devrait toutefois pas se substituer au MENVIQ dans l'établissement des normes.

Le suivi environnemental prendrait toute son efficacité dans la diffusion de l'information. Certains croient que cela pourrait être fait par le biais du DSC ou d'un comité de surveillance où les participants n'auraient pas d'intérêts financiers :

«Comme il n'existe actuellement pas de mode de transmission de l'information vers le public lors des dépassements, le réseau de surveillance pourrait prévoir la production et la diffusion quotidienne dans les médias d'information desservant la région d'un bulletin sur la qualité de l'air ambiant.» (mémoire du Comité de santé environnementale des DSC du Québec, p. 10)

3.3 La durée d'utilisation annuelle de la centrale

Dans son étude d'impact, le promoteur prévoit utiliser la centrale projetée pour un maximum d'environ 200 heures par année. Plusieurs participants à l'audience ont insisté sur le respect de ce temps d'utilisation maximale; quelques-uns appuieraient en outre un projet qui respecterait le maximum de 200 heures par année, tout en précisant que :

«[...] Hydro-Québec devra prendre les mesures qui s'imposent (ex. : accroître les programmes d'économie d'énergie) pour qu'à moyen et long terme, tendre vers l'option «0» d'utilisation.»
(mémoire de la Fédération de l'UPA de Nicolet, p. 1)

Cependant, plusieurs participants mettent en doute le scénario d'opération de la centrale de Bécancour pendant un maximum de 200 heures par année et disent craindre une utilisation bien supérieure, en faisant notamment référence aux heures d'utilisation de la centrale thermique de Tracy. Plusieurs raisons plaideraient en faveur d'une utilisation accrue : les coûts de construction et d'exploitation de la centrale, qualifiés d'exorbitants dans le contexte d'une utilisation de 200 heures par année, le seul fait que l'équipement soit disponible, des clauses dans les contrats dits secrets avec les industries du parc de Bécancour et des situations exceptionnelles liées à des années de faible hydraulicité :

«Autre élément laissant supposer qu'elle pourrait fonctionner plus longtemps que prévu : les faibles précipitations observées à date et qui peuvent remettre le problème de la faible hydraulicité à l'ordre du jour.» (mémoire de l'AQLPA, p. 4)

D'autre part, certains prétendent qu'une utilisation minimale est nécessaire pour justifier l'investissement :

«[...] la planification de centrales thermiques pour répondre à la pointe ne se fait en pratique que lorsque la demande moyenne prévue excède au moins 100 heures d'opération par année.»
(mémoire du MIREQ, p. 10)

Plusieurs participants s'entendent toutefois sur le fait que si l'exploitation de la centrale devait dépasser les 200 heures annuelles prévues à la demande d'autorisation, il faudrait que le projet soit considéré comme un

nouveau projet et qu'il fasse l'objet d'une nouvelle évaluation et examen publics :

«[...] si la construction de la centrale devait être autorisée au terme du présent processus d'évaluation et en venir à fonctionner de manière habituelle plus que les 200 heures actuellement considérées, elle devrait absolument faire l'objet d'un tout nouveau processus complet d'évaluation.» (mémoire de l'UQCN et du GRAME, p. 8)

3.4 Les coûts

Plusieurs participants considèrent que le coût du kWh équivalant à 55 cents pour 200 heures de fonctionnement de la centrale TAG et à 12 cents pour un fonctionnement à longueur d'année est prohibitif. Il serait même supérieur au coût d'opération d'une centrale nucléaire qui est de l'ordre de 6,2 cents du kWh. Ce coût suffirait pour certains à disqualifier le projet :

«Les coûts inhérents à la construction et au fonctionnement d'une centrale thermique sont exorbitants et non rentables économiquement. En effet, le prix de vente de l'électricité au consommateur serait inférieur aux coûts de production selon les chiffres d'Hydro-Québec.» (mémoire d'ENJEU et Environnement Jeunesse inc., p. 5)

Pour le MIREQ :

«Construire des centrales thermiques très coûteuses pour répondre à la demande de très fine pointe [...] ne répond absolument pas à des critères économiques.» (mémoire du MIREQ, p. 9)

Cet organisme cite en exemple la centrale La Citière qui n'aurait fonctionné en moyenne que 40 heures par année durant ses dix ans d'opération. Le MIREQ ajoute :

«[...] la planification de centrales thermiques pour répondre à la pointe ne se fait en pratique que lorsque la demande moyenne prévue excède au moins 100 heures d'opération par année.» (mémoire du MIREQ, p. 10)

Enfin, le MIREQ évalue le coût de fonctionnement de la centrale de Bécancour à 41 millions par année :

«[...] les frais fixes de la centrale TAG s'élèvent à environ 1,1 million de dollars [...], auxquels il faut ajouter un rendement normal sur le capital investi, soit environ 40 millions de dollars, en supposant un rendement de seulement 10 % sur l'investissement (400 millions de dollars). Au total, ce sont des charges fixes de l'ordre de 41 millions de dollars que les consommateurs québécois auront à supporter annuellement.» (mémoire du MIREQ, p. 11)

3.5 Les risques d'accidents

Des participants ont souligné le danger apparent de la proximité des deux centrales, la centrale nucléaire Gentilly 2 et la centrale de Bécancour. D'une façon plus spécifique, le MIREQ craint l'implantation de la centrale TAG à l'intérieur de la zone d'exclusion de Gentilly 2 et près du dépôt de déchets faiblement radioactifs. Un autre élément de crainte provient de la présence des réservoirs de mazout :

«[...] une précaution élémentaire serait de ne pas construire un projet comme TAG (avec d'immenses réservoirs de mazout) à l'intérieur et à la périphérie de la zone d'exclusion de la centrale.» (mémoire du Comité de l'environnement de Chicoutimi, p. 7)

Pour le Centre d'analyse des politiques énergétiques (CAPE) et le Regroupement pour la surveillance du nucléaire, rien ne devrait être construit à l'intérieur de la zone d'exclusion, à moins qu'il ne s'agisse d'éléments essentiels au fonctionnement de la centrale nucléaire. Selon ces organismes, ce principe demeure valable même si une source supplémentaire fiable d'électricité s'avérait nécessaire en cas de panne prolongée du réseau.

Le mémoire du CAPE et du Regroupement pour la surveillance du nucléaire présente quelques exemples de situations dangereuses. Ainsi, un incendie à la centrale TAG pourrait limiter l'accès au site de Gentilly 2, aggravant encore davantage la situation d'urgence. Des fuites radioactives pourraient contaminer la centrale TAG, la rendant inopérante et dangereuse. La proximité des deux centrales les mettrait à la merci de catastrophes localisées, comme des inondations ou des tremblements de terre.

Le statut même des travailleurs de la centrale TAG par rapport à ceux de Gentilly 2 soulève certaines interrogations :

«Would the workers at the diesel-powered plant be qualified as atomic workers? If so, what implications might this have for availability of personnel and for operating costs? If not, what opportunities might this provide for non-qualified personnel to gain access to the reactor grounds, and what implications might this have in the long term for the security of the plant itself? In the event of a radiation release, would workers not qualified as atomic workers be expected to deal with that situation ?»

(mémoire du CAPE et du Regroupement pour la surveillance du nucléaire, p. 3)

D'autre part, le Comité de santé environnementale des DSC du Québec reproche au promoteur de ne pas avoir évalué globalement les risques inhérents à l'utilisation du pétrole : il aurait ainsi fallu tenir compte d'autres risques extérieurs à la zone d'étude et liés aux déversements accidentels lors du transport du carburant, à son extraction et à son raffinage. De son côté, Ville de Bécancour se préoccupe de la perturbation accrue de la circulation sur la route 30 et de l'augmentation du risque d'accidents provenant du transport du combustible par camion. Dans son mémoire, elle suggère que :

«Le transport par train ou par bateau serait une alternative à considérer.» (mémoire de Ville de Bécancour, p. 3)

3.6 Les autres impacts du projet

3.6.1 Le milieu agricole

Les préoccupations des agriculteurs concernent l'effet des émissions atmosphériques sur la santé animale et la productivité des sols ainsi que l'acquisition des terres agricoles par la Société du parc industriel et portuaire de Bécancour.

En ce qui regarde l'analyse des répercussions des émissions sur la santé animale, les représentants des agriculteurs déplorent que la revue de la documentation effectuée dans l'étude d'impact ne contienne pas de renseignements quant aux effets sur les animaux de ferme, comme les bovins laitiers et de boucherie, les porcs ou les moutons. Ils déplorent aussi que dans l'étude d'impact :

«Au niveau suivi environnemental, on indique que des contrôles seront effectués au niveau des végétaux mais rien au niveau de la santé animale.» (mémoire de la Fédération de l'UPA de Nicolet, p. 1)

D'autre part, l'UPA rapporte que le Parc industriel et portuaire de Bécancour achète de plus en plus les bonnes terres agricoles situées à la périphérie du parc, même si elles sont zonées agricoles. Selon l'UPA, ces terres de très bonne qualité sont alors laissées à l'abandon, le PIPB refusant même de les louer à des agriculteurs, ce qui constitue un recul de plus pour l'agriculture dans la plaine du Saint-Laurent :

«[...] on trouve ça de valeur de voir partir du sol de classe 1, classe 2 qui s'en va à l'abandon. Parce que c'est du sol qui est abandonné. Quand la Société du parc achète, là, c'est même pas fauché; c'est abandonné.» (audience, 2^e partie, vol. 1, p. 21)

Les terres ainsi laissées en friche sont alors envahies par les mauvaises herbes, ce qui aurait un effet négatif sur les terres encore cultivées dans les environs. L'explication du représentant de l'UPA devant cet état de choses est que le PIPB voudrait créer autour du parc industriel une zone réservée à ses fins propres, afin d'éloigner les activités agricoles et d'amoindrir ainsi la perception des problèmes résultant de l'incompatibilité entre les activités industrielles et agricoles.

3.6.2 Le milieu naturel

Les impacts sur le milieu naturel identifiés par le promoteur ne semblent pas faire l'objet de beaucoup de préoccupations de la part des participants à l'audience.

Seul le MIREQ met en doute le choix du site de Bécancour à cause de ses répercussions sur le milieu naturel :

«[...] le site représente une écologie fragile, et comme le souligne Hydro-Québec, avec des spécimens végétaux uniques à la région.» (mémoire du MIREQ, p. 14)

3.6.3 Le bruit

L'impact du projet sur le niveau sonore à proximité de la centrale n'est pas non plus l'objet de beaucoup de préoccupations. Encore une fois, le MIREQ est le seul organisme à souligner dans son mémoire que l'utilisation de silencieux performants ne pourra pas complètement éliminer le bruit des turbines :

«Pour les résidents situés près de l'autoroute, le bruit de fond pourra passer de 44 dBA qu'il est actuellement à 50 dBA avec le projet TAG, alors que la présente norme est de 40 dBA.» (mémoire du MIREQ, p. 17)

3.7 La crainte du nucléaire

D'entrée de jeu, plusieurs des participants ayant présenté un mémoire, disqualifient le projet de la centrale de Bécancour à cause de son lien avec la centrale nucléaire de Gentilly 2. C'est ainsi que l'UQCN et le GRAME affirment dans leur mémoire conjoint :

«[...] nous n'entendons pas discuter ici de la justification de la réalimentation des auxiliaires de Gentilly II car, étant contre le nucléaire pour les raisons d'éthique fondamentale [...], il serait inconséquent de notre part d'essayer de proposer des moyens d'assurer la pérennité de son fonctionnement.» (mémoire de l'UQCN et du GRAME, p. 3)

En conséquence, pour ces organismes, la seule option acceptable réside dans le démantèlement de Gentilly 2 et c'est d'ailleurs ce que proposent également le Mouvement au Courant, les Ami-e-s de la Terre de Montréal, les Mouvements verts de la Mauricie et des Bois-Francs, le Centre d'analyse des politiques énergétiques et le Regroupement pour la surveillance du nucléaire, le groupe ENJEU et Environnement Jeunesse inc. et le Comité de l'environnement de Chicoutimi, alors que les Professionnels de la santé pour la responsabilité nucléaire font état des nombreux risques associés à la sécurité de la centrale nucléaire.

Tel que mentionné à la section 3.1.1, seul le Mouvement des Affaires de Gentilly propose, à l'inverse, la construction d'une deuxième centrale nucléaire.

La crainte du nucléaire est par ailleurs clairement exprimée dans les propos de l'organisme ENJEU et Environnement Jeunesse inc. :

«La fission nucléaire est une source d'énergie dangereuse par sa nature.» (mémoire d'ENJEU et Environnement Jeunesse inc., p. 4)

Plusieurs organismes fondent leur raisonnement sur la découverte de cas de malformations congénitales dans la région de Bécancour. Les Professionnels de la santé pour la responsabilité nucléaire affirment que les risques associés à une exposition soutenue à des doses faibles d'irradiation demeurent méconnus et estiment qu'il est essentiel de :

«Doter la région d'un comité permanent au budget adéquat, ayant pour mandat spécifique de mesurer les indicateurs de santé les plus susceptibles d'être touchés par les émissions radioactives.» (mémoire des Professionnels de la santé pour la responsabilité nucléaire, p. 4)

3.8 Les autres sujets de préoccupations

3.8.1 Le cheminement du dossier

Certains des participants désapprouvent le fait que le contrat de construction des turbines ait déjà été accordé avant la procédure de consultation publique :

«Le fait que les 4 turbines nécessaires au projet TAG soient déjà commandées et en construction depuis 1990 ne nous rassure en rien sur la volonté de ce gouvernement d'optimiser les suggestions de la population et sur sa disponibilité à changer d'avis.» (mémoire du Comité de l'environnement de Chicoutimi, p. 6)

«[...] disons que les Mouvements verts de la région, en participant à cette audience, ont fait preuve du désir de participer au processus démocratique, mais [...] les turbines sont déjà achetées.» (mémoire des Mouvements verts de la Mauricie et des Bois-Francis, p. 4)

D'autre part, le Comité de santé environnementale des DSC du Québec adresse à Hydro-Québec les reproches suivants :

«Il est incommode de ne pas pouvoir se prononcer sur différentes alternatives dû au principal fait qu'Hydro-Québec met la population et les décideurs devant des échéanciers serrés qu'elle devrait pourtant prévoir et éviter.» (mémoire du Comité de santé environnementale des DSC du Québec, p. 4)

Enfin, STOP prétend que le promoteur a caché les réels échéanciers de son projet :

«Nous reprochons tout particulièrement à Hydro-Québec le fait qu'elle n'ait jamais avisé officiellement le BAPE et les citoyens que la réduction de la demande permettait de reporter le projet d'un an.» (mémoire de STOP, p. 14)

3.8.2 La qualité de l'étude d'impact

STOP est particulièrement critique quant à la qualité de l'étude d'impact préparée par Hydro-Québec. Cet organisme blâme le promoteur pour ne pas avoir évalué différentes options tant au plan de l'ensemble du projet qu'à celui de ses diverses composantes, comme le choix du site, le choix du combustible ou le choix des turbines :

«[...] STOP considère qu'à toutes fins pratiques, l'étude comparative des options a été omise.» (mémoire de STOP, p. 5)

En conséquence, cet organisme se dit étonné que le ministère de l'Environnement ait accordé un avis de recevabilité :

«[...] après avoir lu le paragraphe 1.1 de la directive [...], il est manifeste que le contenu du rapport d'avant-projet ne répond pas à celle-ci et que, conséquemment, les fonctionnaires n'ont pas fait leur travail ou bien ils ont été forcés par le cabinet à émettre cet avis de recevabilité.» (mémoire de STOP, p. 12)

Le MIREQ, quant à lui, considère que l'étude d'impact environnemental semble «exhaustive et bien menée» (mémoire du MIREQ, p. 16).

Ce même organisme met cependant en doute la possibilité d'une nouvelle évaluation environnementale advenant un éventuel dépassement de la durée annuelle d'opération prévue et aurait donc souhaité que l'étude d'impact d'Hydro-Québec tienne compte de cette éventualité.

3.9 Conclusion

Sur l'ensemble des 16 mémoires et des deux commentaires oraux présentés à la commission en deuxième partie d'audience, seulement trois étaient favorables au projet, moyennant l'établissement d'un meilleur réseau de surveillance environnementale pour l'ensemble du parc industriel de Bécancour et l'obtention de garanties quant à la durée annuelle d'exploitation de la centrale. Pour l'ensemble des autres participants, le projet présenté par Hydro-Québec est injustifié et devrait ainsi être rejeté.

Les différents éléments de préoccupations énoncés dans ce chapitre ont été repris et analysés par la commission tout au cours de ses travaux. Ces analyses et les conclusions qui en découlent font l'objet des prochains chapitres.

CHAPITRE **4**

L'analyse des justifications

Hydro-Québec justifie le projet TAG par l'augmentation des besoins de puissance en période de pointe et par la nécessité de rétablir l'alimentation électrique aux services auxiliaires de la centrale nucléaire Gentilly 2 en cas de panne du réseau. L'accroissement des besoins en énergie et en puissance peut nécessiter la mise en place de nouveaux équipements de production, localisés de préférence près des centres de consommation. Les besoins de la centrale Gentilly 2 sont, par contre, très spécifiques et leur satisfaction met l'accent sur la fiabilité des moyens mis en jeu. Selon Hydro-Québec, c'est la conjugaison de ces deux besoins qui explique le choix de Bécancour comme site du projet TAG.

La commission a analysé séparément chacune de ces deux justifications. Elle a d'abord examiné la façon dont Hydro-Québec a présenté ses prévisions en matière de besoins en puissance. Pour cela, elle a précisé quelques notions de base, dont la demande d'énergie et de puissance, et a étudié les composantes de la demande de puissance, le rôle et l'importance de la réserve de puissance dans la fiabilité du réseau et, enfin, les méthodes de gestion de la demande et leur efficacité. Tenant compte des équipements de production en construction et de la conjoncture actuelle, la commission a examiné l'évolution du bilan offre-demande afin d'évaluer le bien-fondé de construire la centrale de Bécancour à la date prévue.

La commission a ensuite analysé le besoin de réalimentation des services auxiliaires de Gentilly 2, voulant ainsi vérifier si le niveau de fiabilité visé par Hydro-Québec était justifié. Il est important de bien comprendre qu'en ce qui concerne les besoins de Gentilly 2, c'est principalement l'emplacement du site de la centrale qui influence le niveau de fiabilité alors que

pour les besoins de pointe, c'est surtout la date de réalisation qui est importante et non l'emplacement de l'équipement.

4.1 La satisfaction de la demande de pointe

Une des deux justifications du projet de centrale à Bécancour est l'augmentation des besoins de puissance en période de pointe. Dans son analyse de cette justification, la commission a comparé les prévisions d'Hydro-Québec en matière de croissance de la demande de pointe à celles effectuées par d'autres organismes, a examiné l'importance accordée par le promoteur à la réserve en puissance prévue pour les prochaines années, et a comparé les méthodes de gestion de la demande utilisées par diverses compagnies productrices d'électricité.

4.1.1 Notions de base

Il convient d'abord de préciser certaines notions de base qui permettent par la suite de mieux comprendre les divers éléments constituant la demande de pointe.

- La variabilité de la demande en électricité

La demande en électricité est variable dans le temps; en effet, il est impossible d'avoir une demande constante et égale tout au cours d'une année ni même au cours d'une journée. Or, l'électricité est un bien qui n'est actuellement pas entreposable de façon économique. Pour répondre à la demande, les compagnies productrices d'électricité doivent donc investir soit dans un parc d'équipement, soit dans des méthodes de gestion axée sur la demande (GAD) visant à atténuer les inégalités dans la demande. De façon générale, les compagnies productrices d'électricité conjuguent ces deux approches (Doucet, annexe 4, p. 6).

La variation dans le temps de la demande d'électricité dépend des facteurs qui influencent la consommation d'électricité (facteurs socio-économiques, climatiques, techniques, etc.). En Amérique du Nord, les facteurs climatiques sont très importants. Dans la plupart des régions des États-Unis, la période de pointe a lieu l'été, en raison des besoins en climatisation. Au

Québec, c'est l'inverse qui se produit; la période de pointe survient l'hiver, en raison des besoins en chauffage.

- La puissance et l'énergie

Il est important de faire la distinction entre les notions de puissance et d'énergie.

La puissance d'un équipement est égale au produit de l'intensité du courant (en ampères) par la tension (en volts); elle est exprimée en watts et en multiples de watts (kilowatts, mégawatts, térawatts). Sur la figure 4.1 a), la puissance correspond à la valeur mesurée sur la verticale du graphique.

L'énergie produite par un équipement correspond à la quantité de puissance fournie pendant un temps donné. Elle s'exprime généralement en kilowattheure (kWh) ou en térawattheure, c'est-à-dire un milliard de kilowatts pendant une heure. Sur la figure 4.1 a), l'énergie correspond à la surface située sous la courbe entre deux moments donnés.

- La demande de base et la demande de pointe

Le figure 4.1 b) illustre les notions de base et de pointe. La demande de base correspond à la demande de puissance qui est présente de façon continue presque tout au cours de l'année. Il est fréquent de considérer que la demande de base est présente plus de 70 % du temps dans l'année (document A82). La demande de pointe représente la puissance maximale appelée pendant une période donnée. C'est la partie de la demande qui n'est pas présente de façon soutenue et qui vient s'ajouter, à certaines périodes de l'année, à la demande de base. La demande de fine pointe correspond, quant à elle, à environ 300 heures par année. Au Québec, elle a lieu durant les mois de décembre, janvier et février; c'est lors de cette période que la demande de puissance est la plus élevée.

Figure 4.1 a) Relation entre puissance et énergie

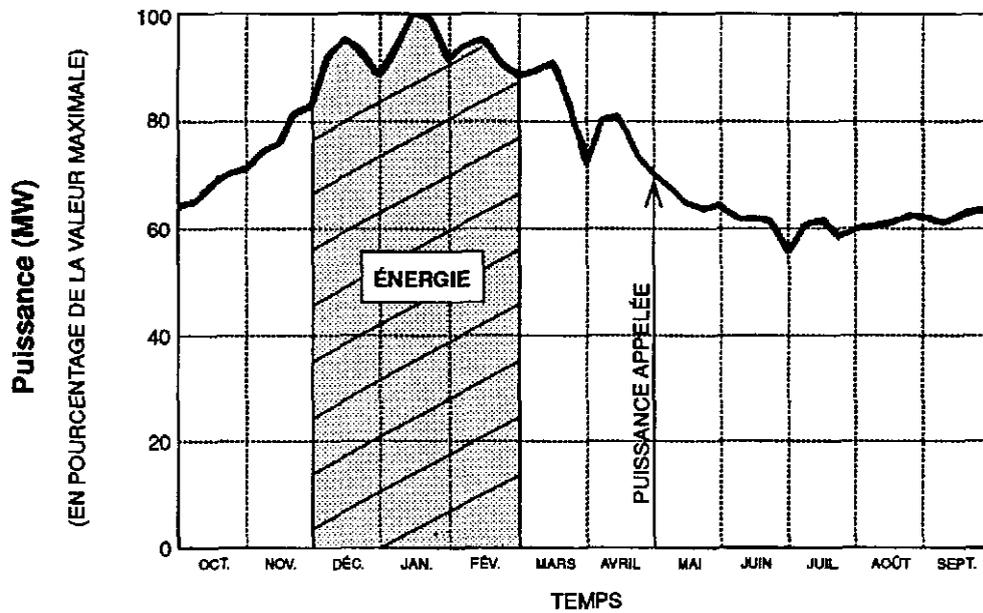
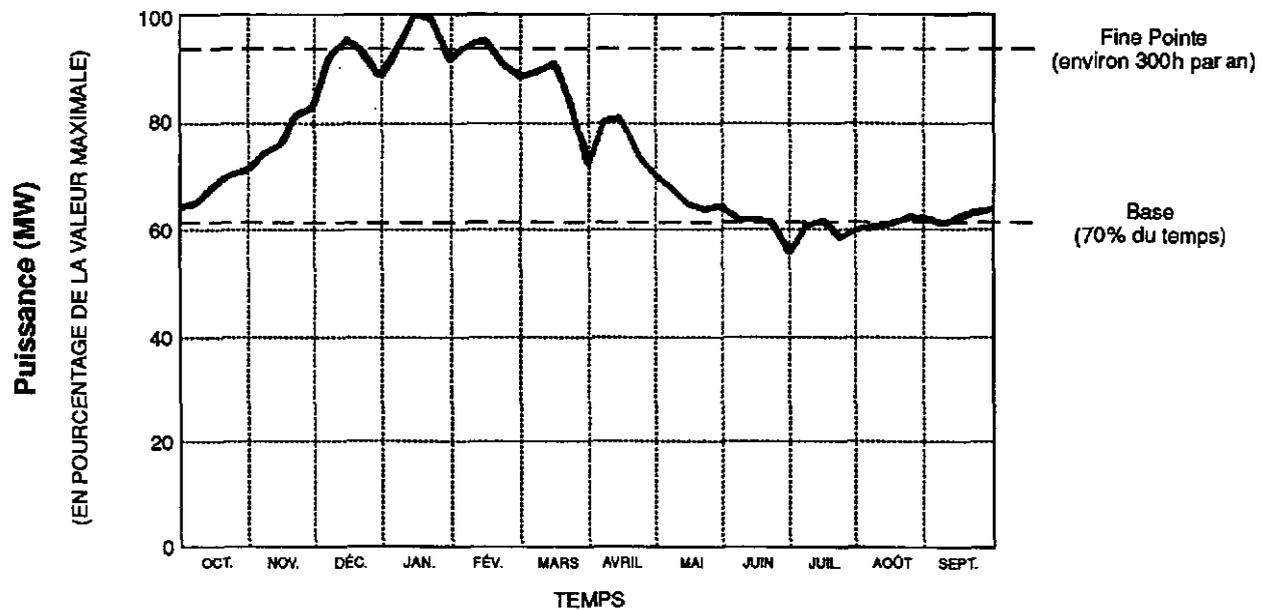


Figure 4.1 b) Représentation de la pointe et de la base



- Les équipements utilisés pour répondre à la demande

Les centrales hydroélectriques, les centrales nucléaires et les centrales thermiques conventionnelles sont les équipements généralement utilisés pour satisfaire la demande de base. Les centrales thermiques à turbine à gaz, les centrales de pompage et le suréquipement hydraulique sont des moyens utilisés pour répondre à la demande de pointe.

Les équipements utilisés pour répondre à la demande de base ont des caractéristiques économiques fort différentes de celles des équipements conçus pour répondre à la demande de pointe. Ainsi, le coût de l'électricité serait de l'ordre de 4 à 8 cents le kWh pour l'énergie consommée en base, et de l'ordre de 10 fois plus pour l'énergie consommée en pointe (pour 100 à 200 heures de fonctionnement, voir tableau 2.1). Par conséquent, «[...] il ne serait pas rationnel économiquement d'utiliser [des équipements de pointe] pour plus d'un nombre restreint d'heures», afin de répondre à des besoins autres que des besoins de pointe (Doucet, annexe 4, p. 7).

- La spécificité de la demande de pointe au Québec

Un facteur important à considérer est celui que l'on pourrait appeler la spécificité québécoise de la demande de pointe. «Le point le plus important à retenir est qu'il existe [au Québec] une corrélation très forte entre la demande de pointe et la température. Cette corrélation est due en grande partie au rôle important que joue le chauffage électrique au Québec» (Doucet, annexe 4, p. 8).

Cette observation mène à deux remarques importantes.

Tout d'abord, la demande de pointe est composée en grande partie d'un élément (le chauffage résidentiel et commercial) qui semble peu sensible aux divers incitatifs ou programmes de gestion axée sur la demande. Au cours des trois dernières années, la proportion de la demande de pointe provenant du chauffage d'espaces résidentiels et commerciaux s'est élevée de 42,7 % à 44 %; et, à lui seul, le chauffage d'eau domestique compte pour un 5,3 % supplémentaire (document A79, p. 11). La demande d'électricité en période de pointe provenant du chauffage correspond ainsi à près de 50 % de la consommation. Si l'on tient compte du fait que près de 90 % (document A6, p. 6) des nouvelles constructions résidentielles

utilisent le chauffage électrique, il est à prévoir que la proportion de la demande provenant du chauffage d'espaces résidentiels va demeurer très forte.

En second lieu, la demande de pointe au Québec peut souvent être large dans le temps, dans le sens où elle dure plusieurs heures ou même plusieurs jours, et c'est après plusieurs jours successifs de grands froids que la demande de puissance est la plus élevée.

Ces caractéristiques différencient la demande de pointe au Québec de la grande majorité (sinon la totalité) des marchés nord-américains. Ainsi, il n'est pas adéquat de faire une simple transposition des expériences de gestion de la demande de pointe des réseaux voisins, car les éléments constituant la demande sont différents (Doucet, annexe 4, p. 9 et 27).

4.1.2 La croissance de la demande

Hydro-Québec justifie le «dimensionnement¹» du projet TAG à Bécancour, soit quelque 336 mégawatts, sur la base de ses prévisions de croissance de la demande de fine pointe dans un horizon long terme de 20 ans (audience, 1^{re} partie, vol. 3, p. 15) et, de façon plus spécifique, pour les déficits en matière de puissance de pointe qu'elle prévoit dès les prochaines années.

La commission a analysé la question de la demande de pointe en se référant aux éléments qui influencent cette demande, et en tenant compte de la politique d'Hydro-Québec et de son programme d'économie d'énergie. Toutefois, il est évident que certains facteurs pourraient influencer à la baisse les prévisions d'Hydro-Québec en matière de croissance de la demande. Par exemple, l'impact d'une éventuelle politique québécoise visant l'efficacité et l'économie d'énergie, en favorisant l'intensification de moyens de gestion axée sur la demande et, en particulier, la tarification différenciée dans le temps, pourrait modifier les prévisions d'Hydro-Québec.

La commission ne peut, d'une part, présumer de la mise en application de cette politique et, d'autre part, faire une évaluation quantitative de ses

1. Dimensionnement : calcul des dimensions en fonction de la capacité ou d'un usage.

effets; par le fait même, il a été impossible d'en évaluer la portée éventuelle. Cependant, la commission présente plus loin dans ce chapitre une brève analyse comparative des programmes d'efficacité énergétique et de gestion axée sur la demande actuellement mis en application en Amérique du Nord, en Europe et au Japon.

La Proposition de plan de développement d'Hydro-Québec 1990-1992, horizon 1999 prévoit une croissance annuelle moyenne de 2 % des ventes d'électricité de base au Québec pour la période 1989-2006. Elle estime que sans la mise en œuvre de son programme d'économie d'énergie cette croissance aurait été de 2,4 %. L'étude d'impact indique cependant que la croissance annuelle moyenne des ventes d'énergie de base «est estimée à environ 4,9 % entre 1990 et 1993 en raison principalement de l'installation de nouvelles alumineries» (document A1, p. 9).

En ce qui concerne la demande de puissance de pointe, la Proposition de plan de développement d'Hydro-Québec 1990-1992, horizon 1999 prévoit une croissance annuelle de 2,1 % pour la période 1989-2006. Pour la période 1990-1993, la croissance moyenne annuelle serait d'environ 3 % (document A1, p. 9).

Selon les prévisions initiales d'Hydro-Québec présentées dans l'étude d'impact, un déficit en puissance de pointe de l'ordre de 300 MW était anticipé dès 1992. Hydro-Québec a reconnu en audience que selon ses prévisions révisées, le déficit serait maintenant anticipé seulement à partir de 1993; le promoteur a indiqué que l'écart entre les anciennes et les nouvelles prévisions serait de 2,7 térawattheures en 1992 et de 1,7 térawattheure en 1993 (document A15 et annexe 5).

Les déficits à combler s'établiraient alors selon les valeurs présentées au tableau 4.1. En prenant comme hypothèse un facteur d'utilisation compris entre 90 % et 100 % (ce dernier scénario étant très peu probable), le déficit anticipé serait pratiquement nul en 1992 (de 0 à 31 MW) et relativement faible en 1993 (de 86 à 128 MW). Considérant ces nouvelles données, le «caractère d'urgence» du projet de centrale à Bécancour serait donc actuellement diminué, en ce qui concerne la demande de pointe, des déficits importants (c'est-à-dire de l'ordre de 350 MW) n'étant maintenant anticipés qu'à partir de l'hiver de 1995.

Tableau 4.1

Bilan de puissance anticipé selon le scénario moyen de la Proposition de plan de développement d'Hydro-Québec 1990-1992 — horizon 1999

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Bilan sans Bécancour, en MW, selon l'étude d'impact et le document A52	-39	167	-339	-302	411	-349	-240	-433	61	529	51
Réduction anticipée telle que présentée en audience en TWh			2,7	1,7							
Nouveau bilan, en MW, avec un facteur d'utilisation de 100 %			(+308)	(+194)							
			-31	-128							
Nouveau bilan, en MW, avec un facteur d'utilisation de 90 %			(+343)	(+216)							
			+4	-86							

Facteur d'utilisation : énergie effectivement produite par rapport à l'énergie maximale qui pourrait être produite.

La commission n'était pas en mesure, et ce n'était pas son mandat, de revoir l'ensemble de tous les calculs de prévisions de la demande présentés par le promoteur. En effet, les prévisions d'Hydro-Québec tiennent compte :

«[...] de la croissance économique, de la croissance démographique, des politiques énergétiques de la province, des objectifs d'exportations et des comportements sociaux.»
(audience, 1^{re} partie, vol. 1, p. 73)

La commission a voulu cependant vérifier si l'ensemble des données justifiant l'augmentation de la demande d'électricité apparaissaient justes. À cette fin, elle a eu recours à M. Joseph A. Doucet, un économiste spécialiste en questions d'énergie.

Il est à noter que la croissance de la demande de puissance s'est établie en moyenne à 5,7 % annuellement au Québec entre 1960 et 1989, selon Énergie, Mines et Ressources Canada, 1989. Cet organisme prévoit qu'entre 1989 et 2005, le taux d'augmentation serait de 2,3 % pour le Québec et de 2,2 % pour le Canada (Doucet, annexe 4, p. 11).

Le North American Electric Reliability Council prévoit que pour les provinces de l'est du Canada (qu'il définit comme étant l'Ontario, le Québec et les provinces maritimes), la demande d'énergie aura, pour la prochaine décennie, «une croissance moyenne annuelle de 2,6 % tandis que la demande de puissance à la pointe n'aura qu'une croissance moyenne annuelle de 2,1 %» (Doucet, annexe 4, p. 11).

Il est important de souligner que les prévisions de croissance de la demande comportent une certaine marge d'erreur. Par exemple, le North American Electric Reliability Council (1989) avait estimé que le Canada verrait en 1989 un accroissement de la demande de base de 2,2 %; cette prévision était toutefois présentée en spécifiant qu'il y avait une probabilité de 80 % que cet accroissement soit compris entre 0,7 % et 3,3 %. Par ailleurs, une tendance a été notée récemment dans l'État de New York, faisant chuter les prévisions de croissance de la demande de 1,1 % à 0,5 %, entre autres à la suite de l'intensification des programmes de conservation d'énergie.

Il est possible que la marge d'erreur des prévisions de croissance de la demande de pointe soit plus grande que celle citée ci-dessus, puisque cette demande n'est présente que 5 % du temps ou moins. Les 300 MW du projet TAG représentent un pourcentage relativement faible, soit environ 1 %, de la puissance actuellement disponible sur le réseau d'Hydro-Québec; cette capacité additionnelle pourrait donc se situer à l'intérieur de la marge d'erreur intrinsèque aux prévisions de croissance de la demande.

La commission est d'avis, selon les informations dont elle dispose actuellement, que les prévisions de croissance de demande de pointe présentées par Hydro-Québec sont comparables à celles faites par d'autres organismes et qu'elles ne peuvent pas être considérées comme surestimées. La commission note cependant que la marge d'erreur de ces prévisions est probablement plus grande que la capacité proposée pour la centrale de Bécancour.

La commission a par ailleurs examiné l'importance accordée à la réserve de même que les méthodes utilisées pour gérer la demande de pointe, tant en ce qui concerne la production d'énergie nouvelle que les aspects concernant la gestion axée sur la demande, incluant l'efficacité et les économies d'énergie.

4.1.3 L'augmentation de la réserve

Hydro-Québec compte augmenter sa réserve en puissance d'environ 1 500 MW entre 1990 et 1994. Selon le promoteur, cette puissance additionnelle doit être ajoutée de façon, entre autres, à assurer une meilleure stabilité du réseau de transport et une meilleure fiabilité du parc d'équipements.

La commission a donc examiné les questions de stabilité et de fiabilité du réseau d'Hydro-Québec, de même que les éléments présentés par le promoteur pour justifier l'augmentation de ses besoins en réserve de puissance.

- Notions de base

Cette section présente certaines notions relatives à la stabilité des réseaux de transport d'énergie, une description des programmes mis de l'avant par Hydro-Québec pour augmenter la stabilité et la fiabilité du service, et une description de la composition de la réserve en puissance.

a) La stabilité et la fiabilité d'un réseau de transport d'énergie

La stabilité d'un réseau dépend de sa capacité à réagir à des perturbations provoquant des fluctuations de fréquence ou de tension, et à retrouver rapidement un nouvel équilibre sans délestage de charges.

Alors que la stabilité s'applique à l'ensemble du réseau, la fiabilité se rapporte plutôt à ses diverses composantes, même si, par extension, un réseau stable est souvent considéré comme fiable. En fait, un réseau est fiable s'il est composé d'éléments qui font rarement défaut (Gervais, annexe 7, p. 2).

b) Les particularités du réseau d'Hydro-Québec

Le réseau d'Hydro-Québec est de type radial; les centres de consommation d'électricité sont éloignés des centres de production. La longueur des lignes de transport en provenance de la Côte-Nord ou de la Baie-James peut atteindre 1 500 à 2 000 kilomètres (audience, 1^{re} partie, vol. 5, p. 82). Or, la régulation de tension est un problème majeur des longues lignes et un facteur primordial de stabilité; le réseau d'Hydro-Québec est donc, de par sa conception, moins stable qu'un réseau qui serait constitué de lignes plus courtes. Les lignes sont aussi plus vulnérables aux intempéries à cause de leur longueur et du climat rigoureux (Gervais, annexe 7, p. 2-4).

Par opposition, la majorité des réseaux de production et de transport d'énergie, ailleurs dans le monde, sont de type maillé; les centres de consommation d'électricité sont près des centres de production et les lignes de transport sont beaucoup plus courtes. Ces réseaux, de par leur conception, sont beaucoup plus stables.

c) Les programmes visant à améliorer la stabilité du réseau

Au cours des années 1980, le manque de fiabilité de certaines composantes a entraîné une augmentation du taux de pannes majeures sur le réseau. Hydro-Québec a par la suite mis sur pied plusieurs programmes visant à améliorer la stabilité et la fiabilité du service. Ces programmes comprennent, entre autres, l'implantation de compensateurs série sur les lignes de transport, une politique plus agressive concernant l'entretien préventif des appareils, l'augmentation substantielle du parc d'appareils et de pièces de rechange en cas d'urgence, et la planification de lignes et d'équipements de réserve en cas de bris (Gervais, annexe 7). Hydro-Québec a également prévu d'augmenter considérablement sa «marge de manœuvre» en augmentant la quantité de réserve en puissance disponible en période d'exploitation.

Les améliorations projetées visent à assurer une fiabilité répondant à la fois aux besoins du Québec et aux exigences du NPCC (Northeast Power Coordinating Council). Le NPCC est un regroupement volontaire des compagnies d'électricité qui exploitent les réseaux interconnectés des provinces de l'est du Canada (Ontario, Québec et Maritimes) et des États de New York et de la Nouvelle-Angleterre (document A69).

d) La réserve

La réserve est la «capacité de production que l'exploitant garde disponible pour faire face aux non-disponibilités d'équipements de production, aux aléas de la demande et à d'autres éventualités» (document A80).

La planification à long terme de la réserve est effectuée à l'aide d'un modèle informatique qui simule le comportement de l'offre et de la demande en fonction des variations prévues dans la disponibilité des équipements hydro-électriques et dans la demande d'électricité. La planification à court terme de la réserve permet de déterminer la quantité de puissance nécessaire du point de vue opérationnel, c'est-à-dire pour l'exploitation du réseau. Ces besoins comprennent les réserves disponibles instantanément (réserve tournante), et les réserves disponibles en 10 ou 30 minutes (document A80).

La fonction de la réserve tournante est de protéger la stabilité du réseau; cette réserve doit être immédiatement et automatiquement disponible. Du point de vue de l'exploitant, un facteur important de stabilité sera d'avoir

toujours suffisamment de puissance tournante pour prévoir la perte du plus gros élément du réseau. Les transformateurs de Churchill Falls constituent actuellement les plus gros éléments du réseau d'Hydro-Québec (1 000 MW).

La réserve tournante consiste à opérer certaines centrales hydro-électriques à des puissances inférieures à leur puissance maximale; en cas de besoin, ces centrales peuvent augmenter la puissance qu'elles fournissent au réseau. Cette marge de manœuvre est due au fait que les turbines hydro-électriques sont conçues de sorte à avoir un rendement optimal entre 80 % et 95 % de leur puissance maximale (document A75, p.1).

Les limites d'exploitation fixées pour divers appareils peuvent être temporairement transgressées pour satisfaire les besoins en réserve tournante, notamment les limites fixées pour les lignes de transport. Toutefois, une partie de la réserve tournante, appelée réserve normale synchrone, doit pouvoir être utilisée sans transgresser les limites d'exploitation. Cette réserve doit correspondre à au moins 25 % de la réserve mobilisable en 10 minutes.

La réserve mobilisable en 10 minutes doit permettre de faire face à la plus grosse perte de production que peut causer la panne d'un seul élément du réseau; la réserve mobilisable en 30 minutes doit en plus permettre de faire face à 50 % de la deuxième plus grosse perte de production. Ces réserves doivent être utilisables sans transgresser les limites d'exploitation des appareils.

Les centrales thermiques peuvent être utilisées pour constituer les réserves 10 minutes (La Citière et Cadillac) et 30 minutes (Tracy). Le bilan des achats et des ventes garanties exécutable en 10 ou 30 minutes, et le bilan des livraisons et des réceptions non garanties interruptibles en 10 ou 30 minutes font également partie des moyens utilisés pour constituer ces réserves. Il est à noter que la centrale TAG de Bécancour, si elle était construite, représenterait 300 MW de réserve en puissance mobilisable en 30 minutes.

e) Le partage de réserve

Le partage de réserve correspond à une disponibilité provenant d'ententes avec les réseaux voisins. Ce processus permet à chaque réseau de réduire son besoin individuel de réserve puisqu'il est peu probable que deux réseaux voisins aient à répondre à des pannes ou à des imprévus au même moment. Il faut noter que le partage de réserve offre un grand avantage sur le plan économique en permettant d'éviter des investissements supplémentaires en capacité de production. Hydro-Québec établit actuellement le partage de réserve avec ses voisins à 1 275 MW.

f) Les «réserves de papier»

Les kilowatts économisés à la suite des ententes commerciales avec les clients ainsi que les contrats passés avec les réseaux voisins pour achat d'électricité ou partage de réserve ont été qualifiés par Hydro-Québec de «réserves de papier», c'est-à-dire incertaines :

«[...] Hydro-Québec [...] ne peut pas uniquement compter sur des actions commerciales. Il lui faut des équipements en dur. Le problème avec les actions commerciales, ce sont ce qu'on appelle de la réserve de papier et malheureusement, ça ne produit pas de kilowattheures [...]; l'ensemble des besoins futurs exige qu'on ait des équipements tournants qui sont la propriété d'Hydro-Québec et sur lesquels on a un contrôle absolu. C'est dans ce sens-là aussi que le projet Bécancour s'inscrit.» (audience, 1^{re} partie, vol. 2, p. 16-18).

• L'évolution temporelle de la réserve

Hydro-Québec compte augmenter sa réserve d'environ 1 500 MW entre 1990 et 1994, la faisant passer d'environ 11 % à plus de 14 % des besoins globaux (document A1, p. 12, et Gervais, annexe 7, p. 14). Cette augmentation étant considérable (5 fois la capacité projetée de la centrale TAG), la commission a vérifié auprès d'Hydro-Québec comment elle était calculée (document A80). Cette augmentation correspond à environ 500 MW supplémentaires relatifs aux aléas de la demande, 500 MW relatifs aux aléas de l'offre et 500 MW relatifs à la réserve tournante minimale (tableau 4.2).

Tableau 4.2

Composition des besoins de réserve en puissance, en pourcentage de la demande

ANNÉE	1990	1991	1992	1993	1994	
Aléas de la demande	2,8 %	3,3 %	4,0 %	4,1 %	4,1 %	
Aléas de l'offre dont :						
— panne	4,4 %	4,8 %	4,9 %	5,0 %	5,0 %	
— entretien hiver, contraintes hydrauliques, cogénération, modalités des programmes commerciaux	1,6 %	1,7 %	1,8 %	1,7 %	1,8 %	
Réserve tournante minimale	1,7 %	1,7 %	1,6 %	1,6 %	3,1 %	
TOTAL	%	10,5 %	11,5 %	12,3 %	12,4 %	14,0 %
	MW	3 086	3 500	3 890	3 989	4 533

Les augmentations relatives aux aléas de la demande n'ont pas été discutées par le promoteur en audience. Cependant, dans la Proposition de plan de développement d'Hydro-Québec 1990-1992, horizon 1999, le promoteur indique que les incertitudes concernant la demande dans les trois secteurs de consommation (domestique et agricole, général et institutionnel, industriel) exigeront une grande flexibilité d'adaptation des moyens d'interventions sur l'offre et la demande (document A6, p. 44).

L'augmentation des besoins relatifs aux aléas de l'offre et des besoins relatifs en réserve tournante minimale sont également prévus dans la Proposition de plan de développement d'Hydro-Québec 1990-1992, horizon 1999 (p. 78) :

«Malgré l'importance accrue de ces programmes [d'entretien], des indisponibilités causées par des pannes ou programmées pour des raisons d'entretien surviennent quand même. La révision des indisponibilités a eu pour conséquence d'accroître les besoins de réserve de puissance de l'ordre de 500 MW. D'autre part, Hydro-Québec se dotera d'une marge de manoeuvre additionnelle de 500 MW de réserve de puissance. Cette réserve additionnelle est essentielle au maintien de la qualité de service. Elle permettra de maintenir une meilleure réserve d'exploitation pour faire face aux événements fortuits sur le réseau.»

Le mouvement STOP allègue, dans son mémoire, que ces augmentations sont en fait directement reliées au programme d'exportation d'électricité vers les États de la Nouvelle-Angleterre.

De leur côté, les experts affirment que les exigences du NPCC «ne devraient pas être considérées comme répondant seulement aux exigences de contrats d'exportation» (Doucet, annexe 4, p. 20) et que «L'expérience a montré [qu'Hydro-Québec] a surestimé dans le passé la stabilité du réseau et la fiabilité de ses composantes.» (Gervais, annexe 7, p. 14).

Il est à noter finalement que, de l'avis des experts, il est tout à fait normal d'avoir des réserves de l'ordre de 12 % à 15 % pour un réseau comme celui d'Hydro-Québec. Ces valeurs sont nettement inférieures à ce qu'on retrouve dans les réseaux à forte composante thermique. De plus :

«Personne ne contestera la nécessité absolue d'avoir en tout temps une certaine quantité de réserve de puissance rapidement disponible. C'est la quantité qu'il est difficile d'établir de façon exacte puisqu'elle est basée sur des statistiques de fiabilité d'équipement, sur des probabilités de charges qui dépendent en partie du climat, etc.» (Gervais, annexe 7, p. 14)

Bien que les augmentations prévues par le promoteur semblent justifiées, des interrogations subsistent sur la question du partage de réserve avec les réseaux voisins. En effet, le partage de réserve est maintenu à peu près constant au cours des années à venir, et diminue même légèrement à partir de 1994. Le réseau d'Hydro-Québec répondra à ce moment-là aux exigences du NPCC et le partage de réserve pourrait techniquement être augmenté, comme en témoigne M. Gervais : «Celle-ci pourrait être facilement augmentée dans un avenir très rapproché lorsque le réseau d'Hydro-Québec sera mieux intégré avec ses voisins que ce n'est le cas aujourd'hui.» (communication verbale à la commission, voir aussi annexe 7).

En conclusion, la commission admet qu'un niveau suffisant de réserve de puissance est indispensable, et estime que les augmentations prévues par Hydro-Québec visent à répondre aux standards d'exploitation des réseaux du Nord-Est américain. Cependant, la commission peut difficilement confirmer la validité de l'échéancier prévu par le promoteur pour l'addition d'une quantité aussi considérable de réserve en puissance (1 500 MW à l'horizon 1994).

4.1.4 La gestion de la demande

Il y a deux façons de gérer la demande. La première consiste à répondre à des accroissements de la demande en ajoutant de la capacité génératrice supplémentaire. La deuxième consiste à intervenir sur les facteurs qui influencent la demande afin de la réduire.

La première approche a eu pleinement cours jusqu'au début des années 1970. «La crise du pétrole de 1973, la récession du début des années 1980, le coût important d'investissement [...] et la nouvelle importance accordée aux questions environnementales» ont fait que les méthodes de gestion axée sur la demande sont en voie de connaître un essor important (Doucet, annexe 4, p. 23). En somme, la société réalise de plus en plus que l'énergie produite pour répondre à la demande de pointe nécessite des équipements plus coûteux en termes économiques et environnementaux, de sorte que la gestion de la demande de pointe apparaît particulièrement importante. La gestion axée sur la demande a pour fonction de «maximiser le rendement des activités existantes [...] afin de minimiser la nécessité de construire de nouvelles centrales» (Doucet, annexe 7, p. 23). Avec la gestion axée sur la demande, la société fait donc d'une pierre deux coups, car elle réduit le coût économique des équipements à mettre en place et à exploiter, et évite des coûts environnementaux, tout en maintenant un bon service à la clientèle.

Les mesures de gestion axée sur la réduction de la demande visent trois objectifs spécifiques, dont deux concernent directement la demande de pointe :

- la réduction de la demande, c'est-à-dire réduire la quantité d'électricité requise par la clientèle en rendant l'utilisation de l'électricité plus efficace. Cette approche vise la base et n'est donc pas spécifique à la pointe;
- le déplacement de la demande, c'est-à-dire réduire la demande de pointe en la déplaçant vers des périodes de demande plus faibles; un exemple de ce type d'initiative est la tarification différenciée selon la période d'utilisation, qui tient compte des coûts plus élevés associés à la fourniture d'électricité au cours des périodes de demande de pointe et qui invite les utilisateurs à changer leurs habitudes de consommation;

- l'écèlement de la pointe, c'est-à-dire réduire la demande de pointe sans la déplacer à une autre période. Cela peut être réalisé en offrant des tarifs différenciés dans le temps aux consommateurs qui acceptent que leur charge soit interrompue au cours des périodes de pointe (tarifs selon la période d'utilisation, tarifs pour l'énergie interruptible, dispositif d'interruption par commande directe) ou encore pour des clients qui acceptent d'utiliser d'autres formes d'énergie, le mazout par exemple, au cours des périodes de pointe (Énergie, Mines et Ressources Canada, 1991).

La gestion axée sur la demande n'est pas nécessairement «un instrument de réponse rapide» (Doucet, annexe 4, p. 25). Toute son importance réside dans les résultats fort positifs qui peuvent être obtenus, tout au moins à moyen et à long terme. Les MW économisés par certaines des mesures de gestion axée sur la demande ne constituent cependant pas une puissance dont la disponibilité est assurée dans une proportion aussi certaine qu'un équipement de production prêt à fonctionner. Par exemple, un tarif différencié dans le temps pourrait, en temps normal, déplacer un certain nombre de MW de puissance à la pointe. Il se pourrait toutefois que lors d'un grand froid, le déplacement de la demande soit réduit de façon significative, même avec une tarification différenciée (Doucet, annexe 4, p. 26).

C'est pour cette raison que les producteurs pourraient difficilement utiliser uniquement la gestion axée sur la demande pour combler la totalité des besoins de la demande de pointe (Doucet, annexe 4, p. 26).

Dans les programmes spécifiques mis en œuvre ailleurs par différentes compagnies d'électricité, une grande importance est accordée aux analyses d'efficacité et aux programmes publicitaires visant la modification des habitudes des consommateurs. Bien que ces compagnies aient obtenu des résultats positifs grâce, entre autres, à ces deux méthodes, les effets n'apparaîtraient pas de façon immédiate. Il semblerait cependant, selon l'Electric Power Research Institute, que l'impact des tarifs sur la consommation se ferait sentir beaucoup plus rapidement (Doucet, annexe 4, p. 27). Or, au Québec, la tarification différenciée dans le temps visant la réduction de la pointe est appliquée dans le cadre de certains programmes seulement, soit les programmes de biénergie (audience, 1^{re} partie, vol. 2, p. 52) et le programme de puissance interruptible (document A79, p. 15). Hydro-Québec indique :

«Actuellement, des études se poursuivent en collaboration avec le ministère de l'Énergie et des Ressources. Ces études démontrent que les tarifs saisonniers sont en général intéressants et que, en termes d'options de tarification différenciée dans le temps, ce sont les options basées sur la température qui semblent présenter les meilleurs perspectives.

En conséquence, on regarde de très près les possibilités suivantes :

- implanter une tarification différenciée dans le temps de type saisonnier pour les clients de grande puissance;*
- offrir une option de tarification différenciée dans le temps, basée sur la température, à l'ensemble de la clientèle résidentielle, et procéder à une expérience pilote;*
- poursuivre les études pour la clientèle de petite et moyenne puissance et envisager éventuellement l'implantation de tarifs différenciés dans le temps.»*
(document A75, p. 15 et 16)

La commission a également appris que des projets expérimentaux visant à offrir aux clients d'Hydro-Québec une option de délestage volontaire lors des périodes de pointe (réduction du chauffage, arrêt du chauffe-eau, etc.) sont actuellement sous examen; ces programmes comprendraient des incitations financières. En se rappelant qu'une forte proportion de la demande de pointe provient du chauffage (près de 50 %), cette option pourrait avoir des retombées positives sur la réduction de la demande (La Quinzaine des Sciences, 1991).

Le rapport d'Hydro-Québec sur la tarification différenciée dans le temps est en préparation et devrait être officiellement déposé au ministère de l'Énergie et des Ressources au cours de l'été de 1992 (document A79, p. 16).

Il sera probablement possible d'avoir au cours de l'été de 1992 une évaluation du nombre de MW supplémentaires pouvant être économisés grâce aux nouvelles formes de tarification différenciée dans le temps, le cas échéant.

- L'addition de capacité génératrice supplémentaire

- a) Les équipements et suréquipements

Actuellement, Hydro-Québec utilise deux centrales à turbines à gaz lors des pointes : la centrale La Citière, qui a une puissance de 284 MW, et celle de Cadillac dont la puissance est de 162 MW. De plus, la centrale thermique traditionnelle de Tracy, d'une puissance de 600 MW, peut fonctionner de façon variée, «selon les besoins et [...] de façon plus soutenue en cas de faible hydraulité» (document, A75, p. 7).

Actuellement, des équipements hydro-électriques sont également disponibles ou prévus pour répondre à l'augmentation de puissance. Ce sont :

- la centrale suréquipée de Manic 5 PA, d'une puissance de 1 056 MW;
- la centrale de Carillon qui peut «pendant deux ou trois heures par jour produire jusqu'à 627 MW» (document A75, p. 7);
- la centrale Les Cèdres qui peut fournir 170 MW pendant six ou sept heures par jour (document A75, p. 7);
- le changement de roues de Manic 5 qui est devancé à partir de 1991 et qui, lorsque achevé, va augmenter la puissance installée de cette centrale de 58 MW supplémentaires chaque année de 1991 à 1994, pour une puissance totale de quelque 200 MW (documents A1, p. 10, et A75, p. 7). On notera que cet élément n'est pas conçu pour satisfaire spécifiquement les besoins de pointe;
- des suréquipements sont prévus à la centrale La Grande 2A en 1991-1992, pour une puissance de 950 MW à chacune de ces années, et à Manic 3, Manic 2 et Manic 1 à compter de 1996, pour une puissance totale de 1 117 MW (document A75, p. 7).

- b) Les achats de puissance

Pour faire face à la demande de pointe, outre la mise en place d'équipement utilisé à cette fin, Hydro-Québec procède à des achats d'électricité auprès des réseaux voisins ou auprès de producteurs indépendants.

En ce qui concerne les achats aux réseaux voisins, les deux contrats les plus notoires ont été passés avec la Commission de l'énergie électrique du Nouveau-Brunswick (CEENB) et avec le New York Power Authority (NYPA). Dans un cas comme dans l'autre, il s'agit d'un achat de 400 MW de puissance de pointe. À noter que le contrat avec la CEENB prend effet en 1991, tandis que celui avec le NYPA a été passé en 1989 (audience, 1^{re} partie, vol. 3, p. 69-73). Les coûts d'achat sont respectivement de 45 cents du kWh avec la CEENB et de 40 cents du kWh avec le NYPA pour une livraison de 200 heures par an, en vigueur jusqu'au-delà de l'an 2000 dans les deux cas. Il s'agit donc de coûts de 10 % à 20 % moins chers que ceux avancés pour la centrale TAG.

Du côté des producteurs indépendants, les noms d'Alcan et de McLaren ont été cités. À ceux-ci pourraient éventuellement s'ajouter les industries pratiquant la cogénération dont il sera question un peu plus loin.

À propos des achats effectués auprès d'Alcan, il n'a pas été possible d'avoir en audience les chiffres exacts, mais ils devraient se situer entre 100 et 200 MW (audience, 1^{re} partie, vol. 3, p. 69). À la question de savoir si Hydro-Québec pourrait acheter davantage de MW soit de producteurs indépendants, soit des réseaux voisins, il a été répondu par la négative (audience, 1^{re} partie, vol. 3, p. 79-80). Cependant, «au cours de l'hiver 1989-1990, Hydro-Québec a dû acheter 1 163 MW, dont 900 MW de puissance garantie et 263 MW de puissance d'urgence. Ces achats ont totalisé 51 millions de dollars auprès des réseaux suivants : Alcan, New York Power Authority, Maclaren, Commission de l'énergie électrique du Nouveau-Brunswick et New England Power Pool» (document A62, p. 26). Bien qu'il ait été affirmé que les contrats avec la CEENB et le NYPA «sont les seuls du genre qu'Hydro-Québec a signés avec les réseaux voisins» (documents A62 et A6), on peut raisonnablement croire qu'il existe des possibilités sérieuses d'achat de puissance en cas d'urgence.

Par ailleurs, étant donné qu'en cours d'audience, il fut impossible de savoir du ministère de l'Énergie et des Ressources si Alcan avait des possibilités de vente d'électricité à Hydro-Québec en période de pointe (audience, 1^{re} partie, vol. 8, p. 79), la commission s'est alors adressée directement à Alcan pour avoir ces informations. Au dire de cette société, il n'y aurait aucune vente à Hydro-Québec (ce qui ne concorde pas avec

ce qui a été affirmé en audience) et aucune disponibilité ni intention de le faire (document C16).

Un moyen que compte utiliser Hydro-Québec pour ajouter de la capacité supplémentaire à son réseau est la cogénération.

La cogénération consiste à produire de l'énergie sous deux formes (électrique et thermique) à partir d'une même source. Sauf exception, on utilise une turbine à gaz pour la production de l'énergie électrique. Les gaz chauds de rejet de cette turbine sont acheminés vers un échangeur de chaleur qui produit de la vapeur pour une utilisation industrielle ou pour la production d'électricité dans une turbine à vapeur (document A82).

Il est ainsi possible de récupérer «soixante-six pour cent d'énergie [autrement] perdue» (audience, 1^{re} partie, vol. 2, p. 20) dans les cheminées. Selon Hydro-Québec, le marché de la cogénération peut atteindre 750 MW, dont 300 MW en période de pointe (audience, 1^{re} partie, vol. 2, p. 20-22). Pour développer ce marché, elle offre aux producteurs potentiels des mesures incitatives en achetant leur électricité au tarif du coût évité (4,1 ¢ du kWh).

Lors d'un récent appel d'offres, Hydro-Québec aurait reçu des propositions de quelque 54 industries pour générer une puissance totale de 7 400 MW, alors qu'elle «en prévoyait au maximum 3 000» (document C15). Tout en tenant compte du fait que seul un certain nombre de ces projets seraient effectivement réalisés, on peut raisonnablement croire que l'objectif de 750 MW pourrait être dépassé.

L'examen de la question des achats de puissance auprès des réseaux voisins et des producteurs indépendants laisse donc la commission avec l'impression que les possibilités ne sont pas totalement exploitées, notamment pour passer la période cruciale de l'hiver de 1993-1994, ou que d'autres solutions leur ont été préférées.

c) La biénergie

La biénergie est un programme qui vise l'utilisation de deux sources différentes d'énergie pour le chauffage, selon la température extérieure :

de l'électricité au-dessus d'une certaine température et du mazout ou du gaz naturel en dessous de cette température.

La biénergie a été promue par Hydro-Québec dans le but de stimuler la demande d'énergie électrique de la part des consommateurs en période de faible demande. Le programme a également eu comme objectif de réduire la demande d'électricité en période de pointe.

La biénergie est utilisée aujourd'hui dans les secteurs commerciaux, résidentiels et industriels. Selon Hydro-Québec, la biénergie serait un marché en voie de saturation (audience, 1^{re} partie, vol. 2, p. 19, et annexe 4, p. 29), à l'exception du secteur «commercial qu'il reste à pénétrer [...], la petite industrie, les centres d'achats, les magasins» (audience, 1^{re} partie, vol. 2, p. 24).

Selon la Proposition de plan de développement d'Hydro-Québec 1990-1992, horizon 1999, la réduction des besoins de puissance de pointe découlant du programme de biénergie atteindrait un point culminant en 1993, avec 2 209 MW, pour ensuite diminuer graduellement jusqu'à 2 054 MW en 1997 (annexe 6).

Il est difficile pour la commission de porter un jugement sur ces prévisions. Dans la situation actuelle, la biénergie ne semblerait pas appelée à jouer un rôle croissant pour réduire la demande de pointe, tout au moins au cours des prochaines années (document A1, p. 13 et A81, p. 8).

- L'efficacité et l'économie d'énergie

L'énergie nécessaire pour combler la demande de pointe provient principalement de deux sources possibles, soit la production d'énergie nouvelle et l'économie d'énergie existante.

Sous la notion d'économie d'énergie est rangé un ensemble de programmes visant à une moindre consommation d'électricité. Les solutions peuvent varier d'un endroit à l'autre. Ainsi :

«Les options de BC Hydro pour répondre à la demande excédentaire sont en ordre de préférence : la conservation, la coproduction, la coordination avec les réseaux voisins, la

production d'électricité par des tiers, l'augmentation de la capacité d'installations existantes.» (document A72, p. 40)

Dans les diverses solutions étudiées par différents pays, l'économie de l'énergie de pointe n'est pas toujours différenciée de l'économie de l'énergie de base. Cependant, il est clair qu'une économie de l'énergie de base augmente d'autant la réserve pour les besoins de pointe.

Les programmes visant une diminution de la consommation se répartissent en deux catégories : ceux qui misent sur une plus grande efficacité énergétique (éclairage haute efficacité, moteurs à haut rendement, nouveaux procédés industriels, isolation des bâtiments, etc.) :

«Recourir à des mesures d'efficacité énergétique, c'est gérer la croissance de la demande en arrivant à utiliser moins d'énergie pour obtenir des résultats comparables ou même supérieurs. Ainsi, on consomme moins d'énergie pour chauffer une maison bien isolée, mais le confort qu'on obtient est au moins le même, parfois plus grand.» (document A8, p. 3)

et ceux orientés sur la gestion de la consommation (puissance interrompible, délestage, thermostats programmables, tarification différenciée dans le temps, etc.) :

«La gestion de la consommation, de son côté, vise à mieux répartir dans le temps la consommation globale d'énergie. C'est une modification temporaire du niveau de la demande à un moment donné ou un déplacement de la demande d'une période à une autre. Ceci permet une adéquation entre l'offre et la demande, et une utilisation optimale du parc d'équipement.» (document A8, p. 3)

Une autre dimension importante des programmes d'efficacité et d'économie d'énergie est la création d'emplois qu'ils engendrent. Dans une étude effectuée par Hydro-Québec, il est estimé qu'une dizaine d'emplois et plus sont créés par million de dollars investis. Contrairement aux emplois liés aux projets d'investissement qui sont très localisés, les emplois reliés aux programmes d'efficacité et d'économie d'énergie sont décentralisés (document A64, p. 8-9).

Ces pratiques d'efficacité et d'économie sont relativement récentes au Québec et certaines restent encore à implanter. Afin de mieux situer les actions du Québec, nous verrons, en premier lieu, les différentes solutions ou actions entreprises ailleurs dans le monde (selon le document A72).

a) En Europe

En Europe, la position adoptée par la Suède est peut-être la plus surprenante : élimination des sources nucléaires d'ici l'an 2010, restrictions gouvernementales sur les émissions de CO₂ et SO₂ et moratoire sur le harnachement de rivières. Afin de réaliser ces objectifs, divers programmes visent, d'une part, l'utilisation d'autres sources d'énergie, dont la promotion de la biénergie, et, d'autre part, des changements d'habitudes de la part des consommateurs, incluant des incitations économiques (rétroaction par la facture, le compteur, etc.).

b) Au Japon

«Le Japon est le pays industrialisé qui, depuis 1973, a abaissé le plus considérablement son indice de demande énergétique par unité de produit intérieur brut.» (document A72, p. 24)

Au Japon, c'est le gouvernement qui fait principalement la promotion des économies d'énergie. L'accent est mis sur le secteur industriel. En règle générale, on préfère investir sur les installations plutôt que sur le comportement des consommateurs. À titre d'exemple, au niveau industriel, une loi oblige les entreprises japonaises à nommer un gestionnaire de l'énergie parmi ses employés.

Compte tenu de sa vulnérabilité quant à l'approvisionnement énergétique, un organisme (le Japan Energy Conservation) a été créé pour promouvoir, entre autres, l'utilisation efficace de l'énergie disponible. Ses activités visent la publicité, les expositions de produits liés à l'utilisation efficace de l'énergie, les analyses énergétiques et la coopération internationale.

Pour situer les investissements consentis aux programmes d'économie d'énergie, signalons que la Tokyo Electric Power Company dépense annuellement 0,1 % de ses revenus bruts et occupe quelque 630 personnes

pour réaliser diverses activités reliées à la recherche et au développement des marchés.

c) Aux États-Unis

Aux États-Unis, les économies d'énergie sont généralement prises très au sérieux, du moins en ce qui concerne l'image publique de nombreux programmes (notamment les prêts à faible taux d'intérêt, les analyses énergétiques, etc.) qui touchent tous les secteurs économiques :

«Traditionnellement, les fournisseurs d'électricité de l'Ouest américain sont très agressifs dans le domaine de la conservation d'énergie. Initialement provoquée par les deux crises du pétrole des années 70 et 80, les pratiques de conservation sont demeurées en vogue à cause des pressions constantes maintenues par divers groupes préoccupés par la protection de l'environnement. En fait, ces groupes ont réussi grâce à un support massif des populations locales.» (document A72, p. 38)

Les principaux programmes d'économie d'énergie ont trait à l'efficacité énergétique : couverture isolante et contrôle de chauffe-eau, isolation des maisons, incitations visant les nouvelles constructions, contribution aux projets d'améliorations, conversion et subventions à l'éclairage efficace et aux moteurs à haut rendement, stockage du froid pour la climatisation, appareils ménagers efficaces (réfrigérateurs, etc.), pompes à chaleur, pommes de douche, pompes d'arrosage et systèmes d'irrigation en milieu agricole, design de nouveaux édifices plus efficaces, analyse énergétique et aide technique. Par exemple, les économies réalisées par l'isolation d'un chauffe-eau peuvent atteindre 350 kWh/an et l'éclairage efficace, une économie de 16 MW pour 26 000 lampes.

Parmi les initiatives de la Michigan Public Service Commission, mentionnons l'éclairage efficace dans les commerces, les études de faisabilité subventionnées, ainsi que la location des équipements visant à améliorer l'efficacité énergétique. En matière de gestion de la consommation, les efforts ont porté surtout sur le programme estival de puissance interruptible, la conversion vers des compteurs à deux registres pour tarification différenciée dans le temps et la gestion de la charge. La Consumer's Power Company (Michigan) gère deux catégories de programmes : des programmes de promotion pour assurer la croissance de

ses ventes énergétiques et des programmes d'efficacité énergétique requis par la Michigan Public Service Commission. Ainsi, cette commission exige des dépenses de 7 millions de dollars par année pour trois ans, pour la conception et la réalisation de programmes d'efficacité énergétique.

Quant aux efforts investis, la compagnie Central Maine Power est souvent citée en exemple; en 1989, elle a déboursé 3,4 % de ses revenus bruts pour des activités de conservation et a employé 125 personnes à la gestion de la consommation. La Boston Edison devra, selon les directives de la Régie des services publics du Massachusetts, augmenter ses dépenses de 10 à 25 millions annuellement. Chez Pacific Gas & Electric, les investissements au chapitre de l'efficacité énergétique s'élèvent à près de 50 millions annuellement.

En conclusion, il faut noter que l'électricité aux États-Unis est surtout fournie par des entreprises privées et que les programmes d'économie énergétique sont des initiatives de l'État, qui ont tendance à réduire les profits de ces entreprises et ce, d'autant plus que les programmes ne s'accompagnent pas d'incitations économiques. Cet élément est considéré comme un facteur limitant la progression des programmes d'efficacité et d'économie d'énergie. Bien que les entreprises soient contraintes de se plier aux politiques des États, elles en retirent des bénéfices sur le plan de leur image auprès du public.

d) En Colombie-Britannique

British Columbia Hydro est dans une situation qu'on compare souvent à celle d'Hydro-Québec. Actuellement, ses problèmes d'hydraulicité la rendent incapable de répondre à la demande malgré une capacité totale potentielle supérieure à la demande.

Elle investit donc une vingtaine de millions de dollars dans divers programmes d'économie d'énergie. Le plus connu, POWER SMART (avec un objectif modeste de 2,3 TWh en 1998, soit de l'ordre de 400 MW), est un programme qui vise à influencer les comportements des consommateurs et il touche davantage le secteur résidentiel (isolation, chauffe-eau, appareils efficaces, éclairage efficace). Les autres programmes sont plus classiques; il faut cependant signaler le remplacement complet des luminaires de la province (120 000 d'ici 1995).

e) En Ontario

Ontario Hydro s'est fixé un objectif d'économie de 2 000 MW, auquel s'ajoute un 1 000 MW de déplacement de pointe. Avec une production de 30 000 MW (donc voisine de celle du Québec), cet objectif est considéré comme insuffisant par plusieurs, dont le ministère de l'Énergie de l'Ontario. En effet, le potentiel global d'économie d'énergie de l'Ontario, à n'importe quel coût, se situe à près de 12 000 MW, tandis que le potentiel économiquement réalisable est de 5 000 MW (document A72).

Les ressources financières affectées à ces programmes sont de l'ordre de 150 millions par année et la priorité est accordée aux équipements et systèmes qui sont de nature permanente, comme le remplacement d'un luminaire par un autre qui ne peut accommoder que des tubes efficaces plutôt que le seul remplacement des tubes dans un système traditionnel. L'évaluation économique tient compte des coûts évités mais non des pertes de revenus.

Les programmes ont débuté en 1989. Ils visent principalement l'éclairage, le chauffage, la ventilation, la climatisation, les chauffe-eau, les moteurs et les analyses énergétiques. Des incitations économiques, comme des prêts pour l'installation de pompes à chaleur et la bonification des nouvelles maisons qui acceptent de se conformer à la norme R-2000, sont comprises dans ces programmes.

f) Au Québec

Dans sa Proposition de plan de développement 1990-1992, horizon 1999, Hydro-Québec propose des économies d'énergie, sur la base de l'efficacité énergétique, de l'ordre de 12,9 TWh/an (2 450 MW) jusqu'en 1999, alors que le potentiel théorique est évalué à plus de 23 TWh/an (4 370 MW) :

«De cet objectif, des économies d'énergie de 9 TWh/an découleront directement des programmes commerciaux proposés et draineront la majorité des investissements prévus.»

La différence, soit 3,9 TWh/an, viendra de l'adoption, par les clients, de meilleures habitudes d'achat d'appareils et d'accessoires électriques (appareils électroménagers, isolation thermique des habitations).» (document A8, p. 2)

Cependant, «Hydro-Québec s'assurera que le coût social global d'un kWh économisé demeure inférieur au coût d'un nouveau kWh produit». En d'autres mots, la somme des dépenses faites par elle-même, par les clients et par les autres acteurs concernés ne doit pas dépasser le coût marginal d'alimentation des clients à partir de nouvelles installations (document A8, p. 6).

L'économie d'énergie proposée (12,9 TWh/an dans un scénario de croissance moyenne) se répartit, selon les types de marché, comme le montre le tableau 4.3.

Tableau 4.3

Économies d'énergie selon un scénario de croissance moyenne

Marché	Consommation annuelle (TWh/an)	Économie d'énergie (TWh/an)
Résidentiel	46,3	4,7
Commercial	26,8	2,9
Industriel	46,3	1,5
Attitudes des clients	--	3,9

Les programmes d'économie résidentielle visent les accessoires électriques (subvention ou promotion par circulaires), l'analyse énergétique, l'isolation thermique des habitations et les chauffe-eau électriques. Ces programmes exigeront des investissements de 432 millions de dollars sur 10 ans. Dans le marché commercial, les programmes d'économie porteront sur l'analyse énergétique d'immeubles, l'éclairage public, les

initiatives des PME, pour un investissement de 650 millions. Au point de vue industriel, les programmes couvriront les analyses énergétiques, les initiatives concernant des procédés et des technologies, les moteurs à haut rendement, la gestion de l'énergie, pour un investissement de 239 millions. À ces mesures s'ajoutent des mesures de soutien commercial et technologique destinées à promouvoir ces divers programmes. Au total, Hydro-Québec prévoit actuellement investir 1,4 milliard de dollars pour une économie de 2 450 MW.

Il faut cependant prendre en considération que dans certains cas, le changement pour des procédés de production plus efficaces peut entraîner un accroissement de la consommation d'électricité. Ainsi, dans le secteur des pâtes et papiers, les nouveaux procédés de mise en pâte sont moins polluants et requièrent moins de bois, mais consomment plus d'électricité.

Du côté des municipalités, Hydro-Québec prévoit offrir, à partir de 1991, plusieurs programmes, dont l'éclairage efficace, l'analyse énergétique et le programme pour moteurs à haut rendement. Par la suite, en 1992 et les années suivantes, les autres usagers municipaux seront touchés (document A67, p. 2).

Cependant, la majorité de ces programmes s'adresse à des composantes de la demande qui ne sont pas nécessairement reliées à la pointe. À ce propos, il y a lieu de prendre en considération les particularités de la demande de pointe au Québec où près de la moitié de la demande est liée aux besoins en chauffage résidentiel et commercial et en eau chaude domestique (voir document A79, p. 11) :

«Ces demandes de chauffage sont relativement inélastiques (c'est-à-dire qu'un changement de prix n'aura que peu d'effet sur la consommation) et difficiles à déplacer dans le temps. Ceci fait que la composition de la demande de pointe au Québec est relativement unique et des comparaisons avec d'autres réseaux (au niveau de la gestion axée sur la demande) doivent être faites avec prudence.» (Doucet, annexe 4, p. 8)

Pour leur part, les programmes de puissance interruptible et de tarification différenciée dans le temps s'adressent plus spécifiquement à la demande de pointe. Ces programmes ont suscité de nombreuses interventions lors de l'audience.

En ce qui concerne la puissance interruptible, il ressort que :

«[...] l'objectif qui était dans l'avant-dernier plan de développement de 2 000 MW a été révisé à la baisse à 1 200 MW en raison d'une participation moins intense que prévue de l'industrie des pâtes et papiers». (audience, 1^{re} partie, vol. 1, p. 105)

Il y a cependant 45 entreprises qui participent à ce programme (audience, 1^{re} partie, vol. 2, p. 57). Du côté de la tarification différenciée, hormis la puissance interruptible, ce programme ne s'applique actuellement qu'aux clients de la biénergie et Hydro-Québec a déclaré en audience qu'«il n'est pas prévu, pour l'instant du moins, de l'étendre à l'ensemble de la clientèle» (audience, 1^{re} partie, vol. 2, p. 52). Il faut cependant noter que cette question fait l'objet d'un examen attentif à la suite de la commission parlementaire de mai 1990. Plus d'une trentaine d'études, dont une touchant spécifiquement ce point, ont été demandées par le comité formé à la suite de cette commission pour se prononcer sur tous les volets de la politique visant l'efficacité et l'économie d'énergie. Un rapport préliminaire était attendu pour juillet 1991 et le rapport final, pour juillet 1992.

Ces initiatives sont encourageantes et méritent d'être soulignées. Une politique d'efficacité et d'économie d'énergie est intimement liée à la qualité de l'environnement (document C5, annexe 2). Rappelons à ce sujet les propos de la Commission mondiale sur l'environnement et le développement (commission Brundtland) qui affirme que «Les plus grandes sources d'énergie qui sont actuellement disponibles résident dans les économies d'énergie que nous pourrions faire aujourd'hui, les économies d'énergie sont non polluantes et ne mettent pas en péril le bien-être de la génération présente et de celles à venir [...]. Dans les cinquante années à venir, le monde a la possibilité de produire le même niveau de services en utilisant la moitié de l'énergie primaire utilisée à l'heure actuelle.»

Le survol des pratiques d'efficacité et d'économie d'énergie que la commission vient d'effectuer montre clairement que ces pratiques sont courantes dans de nombreuses régions du monde industrialisé. Enfin, l'utilisation d'incitations financières de même que l'implication des autorités gouvernementales dans la promotion de ces programmes semblent en favoriser le succès.

4.1.5 Conclusion

La commission est d'avis que les prévisions de croissance de la demande présentées par Hydro-Québec ne peuvent être considérées comme surestimées à l'heure actuelle, bien que la marge d'erreur de ces prévisions soit probablement au moins équivalente à la capacité proposée pour la centrale TAG de Bécancour.

La commission note aussi que selon les toutes dernières prévisions, le déficit anticipé se situerait plutôt entre 86 et 128 MW et ne se produirait qu'à partir de 1993. Considérant ces nouvelles données, le projet perd de son caractère «d'urgence» en ce qui concerne la demande de pointe puisque les déficits importants ne seraient maintenant attendus qu'à partir de l'hiver de 1995-1996.

Par ailleurs, la commission note une augmentation importante de la réserve au cours des prochaines années afin d'accroître la stabilité et la fiabilité du réseau. Elle admet qu'un niveau de réserve suffisant est indispensable mais elle peut difficilement se prononcer sur le calendrier prévu pour l'ajout d'une telle quantité de puissance et s'interroge sur le fait qu'une augmentation du partage de réserve ne soit pas considérée.

La commission est consciente qu'une politique québécoise visant l'efficacité et l'économie d'énergie est actuellement en préparation, et qu'en conséquence le contexte qui a conduit à proposer le projet TAG pourrait évoluer dans un avenir rapproché. En effet, un survol des programmes entrepris dans diverses régions du monde montre clairement que les progrès les plus importants ont été accomplis là où les autorités gouvernementales se sont impliquées. La commission considère que la participation du public à l'élaboration de cette politique pourrait favoriser la concertation sociale à ce sujet et accélérer ainsi l'atteinte des objectifs recherchés.

Tout en reconnaissant la spécificité de la demande d'électricité de pointe au Québec (50 % est dû au chauffage) et la difficulté de transposer les méthodes appliquées ailleurs, la commission est d'avis qu'il serait opportun, lors de l'élaboration de cette politique, d'accorder une attention toute particulière aux solutions qui réduiront la demande de pointe, compte tenu que la satisfaction des besoins électriques de pointe par des moyens tels que la centrale TAG entraîne des impacts environnementaux importants et des coûts économiques très élevés.

4.2 La réalimentation d'urgence

Hydro-Québec a donné comme deuxième justification au projet de construction de la centrale de Bécancour le besoin de réalimenter, en cas de panne du réseau, les services auxiliaires de la centrale nucléaire Gentilly 2.

Ce sujet est d'une grande complexité. D'une part, il relève des analyses de sûreté qu'Hydro-Québec doit effectuer pour satisfaire aux exigences de la CCEA, notamment de l'étude du comportement de la centrale nucléaire en cas de défaillance du réseau électrique auquel elle est rattachée. D'autre part, il dépend aussi de la capacité du réseau à revenir aux conditions de fonctionnement normal. Enfin, des performances moins bonnes que prévues de la centrale et du réseau ont sensiblement modifié les données ayant servi de base aux analyses de sûreté effectuées en 1986, elles-mêmes mises à jour par rapport aux valeurs utilisées en 1982 avant la mise en marche de la centrale.

À cause de l'intérêt des participants à l'audience publique face aux problèmes de sûreté nucléaire et parce que cet élément a été présenté comme justifiant aussi l'urgence d'une intervention, l'analyse du problème de la fiabilité de réalimentation de la centrale Gentilly 2 a fait l'objet d'une étude détaillée par la commission. Pour se faire aider dans sa compréhension des problèmes associés à la stabilité et à la fiabilité du réseau d'Hydro-Québec, la commission a eu recours à l'expertise de M. Yvon Gervais.

Un autre sujet abordé par la commission, à l'occasion de l'analyse du besoin de réalimentation des services auxiliaires de Gentilly 2, a été le besoin d'alimenter les charges d'urgence des clients industriels du parc industriel de Bécancour. La charge d'urgence d'un appareil ou d'une installation est la puissance requise pour éviter des dégâts matériels et leurs diverses conséquences. Les deux sujets sont reliés dans la mesure où la centrale de Bécancour pourrait répondre aux deux besoins à la fois.

Voici d'abord quelques notions de base concernant la stabilité du réseau et la fiabilité d'alimentation. (Pour plus de renseignements sur ce sujet, voir l'annexe 7.) Tout réseau électrique peut, à un moment donné, subir des défaillances découlant de bris ou de pannes d'équipement. Ces défaillances se manifestent sous forme de variations de tension ou de fréquence. Si ces variations dépassent certaines limites pouvant provoquer

des dommages aux appareils électriques et aux installations de transport et de distribution d'électricité, ou encore entraîner la perte partielle ou totale du réseau, des dispositifs automatiques protègent les équipements, en interrompant leur alimentation électrique, ou le réseau lui-même en coupant des secteurs plus ou moins étendus (délestages).

Pour faire diminuer le nombre de défaillances du réseau, il importe d'utiliser un appareillage de haute qualité et d'avoir recours à des programmes d'entretien préventif. Pour diminuer les conséquences de ces défaillances, on dispose de pièces de réserve qui assurent la relève en cas de panne, de dispositifs de régulation qui contrôlent la tension et la fréquence du réseau, et d'appareils d'urgence qui, en cas de besoin, procèdent à des délestages sélectifs.

La stabilité générale d'un réseau dépend, entre autres, de sa configuration, c'est-à-dire de la localisation respective des unités de production et des centres de consommation. Comme ces endroits sont, au Québec, relativement éloignés les uns des autres, la stabilité du réseau d'Hydro-Québec est intrinsèquement moins bonne que celle des réseaux voisins. La situation s'étant dégradée durant la dernière décennie, Hydro-Québec a entrepris un vaste programme d'amélioration de son réseau de transport, autant pour satisfaire les besoins du Québec que pour le rendre conforme aux réseaux voisins et assurer les échanges et ventes entre réseaux (documents A6, p. 11 à 36, A26 et A69).

Pour pallier les effets d'une panne, les installations importantes comptent sur leurs propres générateurs de puissance afin de satisfaire les charges d'urgence dont elles ont besoin jusqu'au rétablissement de l'alimentation extérieure.

La commission a d'abord porté son attention sur les sujets suivants :

- la fréquence et la durée des pannes dans la région de Bécancour;
- les effets des fluctuations du réseau sur le fonctionnement de la centrale Gentilly 2;
- les charges d'urgence pour Gentilly 2 et pour les industries du Parc industriel et portuaire de Bécancour (PIPB);
- les priorités de réalimentation dans le Centre régional de la Mauricie.

D'après les documents étudiés par la commission (documents A27, A44, A64 et A77), il ressort que, depuis 1983, année de mise en service de la centrale Gentilly 2, il y a eu trois pannes du réseau (dont deux d'une durée supérieure à 30 minutes) et trois fluctuations du réseau qui ont sollicité un «îlotage» de la centrale. L'îlotage consiste à utiliser seulement la puissance produite par le réacteur pour satisfaire les besoins des charges d'urgence de la centrale, au lieu d'utiliser également la puissance provenant du réseau.

Sur les six sollicitations en question, l'îlotage a été réussi en deux occasions. Le taux de succès, qui est de 0,33 (deux fois en six essais), est cependant inférieur à celui estimé en 1986, qui était de 0,71 (document A71). Ceci est important du point de vue de la sûreté, car l'opérateur de la centrale devra faire appel plus souvent que prévu à une source d'énergie de secours (voir ci-dessous). Cela signifie aussi qu'il faudra porter une attention toute particulière à la fréquence des pannes du réseau d'une durée supérieure à 30 minutes, car au-delà de cette période, la principale source d'énergie de secours pourrait également tomber en panne. Dans ce cas, le refroidissement du combustible nucléaire (qui continue de dégager de la chaleur même si le réacteur est arrêté) ne peut être assuré que par une source d'énergie de toute dernière extrémité.

À partir des chiffres trouvés, il est facile de calculer que le taux de perte d'alimentation électrique normale (réseau et centrale) a été de 0,50 par année (quatre cas d'échec d'îlotage en huit ans) et que le taux des pannes de longue durée (plus de 30 minutes) a été de 0,25 par année (deux cas en huit ans). Ces chiffres sont à comparer avec les valeurs estimées en 1986, qui étaient de 0,27/a et 0,11/a respectivement (document A71). Il faut noter, enfin, que la fiabilité de réalimentation en moins de 30 minutes est de 0,67, valeur qu'on obtient en observant que pour quatre cas sur six, le réseau est revenu à la situation normale en moins de 30 minutes. Le chiffre de 0,67 est inférieur à la valeur estimée par Hydro-Québec en 1986, qui était de 0,80 (document A71). La situation est résumée dans le tableau 4.4. Bien entendu, le faible nombre d'événements ne permet pas de tirer des conclusions définitives sur la tendance des valeurs observées.

Tableau 4.4 Perte d'alimentation électrique et fiabilité de réalimentation. Valeurs estimées et données statistiques

GRANDEUR	VALEUR ESTIMÉE	VALEUR OBSERVÉE	RAPPORT
Fréquence des événements ayant sollicité une îlotage	0,27/a	0,5/a*	1,85
Taux de réussite de l'îlotage	0,71	0,33	0,44
Fiabilité de la réalimentation des services auxiliaires en moins de 30 minutes	0,80	0,67	0,83
Fréquence des pannes d'une durée supérieure à 30 minutes	0,11/a	0,25/a*	2,27

* Les valeurs indiquées dans le document B25 fourni par la CCEA sont quelque peu différentes (0,71/a et 0,286/a respectivement) parce que la période considérée par la CCEA est plus courte (7 ans au lieu de 8).

Pour ce qui est du niveau des charges, Gentilly 2 a besoin de 60 MW en moins de 30 minutes et le PIPB, de 25 MW en moins d'une heure, de 250 MW en moins de 3 heures et de 295 MW en moins de 6 heures (document A61, p. 2). En ce qui concerne le rétablissement de l'alimentation à partir du réseau, la centrale Gentilly 2 a priorité sur les clients industriels.

Dans un deuxième temps, la commission a voulu approfondir la question des besoins en réalimentation des services auxiliaires de Gentilly 2. Ce sujet est d'une grande importance car l'impossibilité d'assurer cette réalimentation oblige la centrale à fonctionner avec une alimentation électrique de secours, ce qu'elle ne peut pas faire pendant trop longtemps sans risquer une panne du système de secours lui-même.

4.2.1 La réalimentation des services auxiliaires de Gentilly 2

L'augmentation observée de la fréquence des pannes d'une durée supérieure à 30 minutes demande des mesures de correction qui, en principe, viseront cinq objectifs :

- augmenter le taux de réussite de l'îlotage;
- améliorer la stabilité du réseau électrique en faisant diminuer ainsi la fréquence des événements – pannes ou fluctuations – qui sollicitent l'îlotage de la centrale;
- augmenter la fiabilité de réalimentation par le réseau;
- dédier une centrale électrique déjà existante à la réalimentation des services auxiliaires de la centrale Gentilly 2;
- construire une nouvelle centrale à cet effet.

La position d'Hydro-Québec sur ces sujets peut être résumée ainsi. Il est techniquement très difficile, sinon impossible, de faire augmenter le taux de réussite de l'îlotage. Les travaux entrepris pour améliorer le réseau de transport vont certainement faire diminuer la fréquence des pannes du réseau, mais pas nécessairement celle des fortes fluctuations. D'autres travaux en cours ou terminés ont déjà fait augmenter la fiabilité de réalimentation par le réseau, mais cette augmentation est insuffisante. Les délais d'adaptation d'une centrale déjà existante aux besoins de la centrale Gentilly 2 étant trop longs pour assurer le niveau de fiabilité requis, la seule possibilité demeure alors la construction d'une nouvelle centrale.

À l'exception du premier sujet sur lequel la commission ne s'est pas penchée, tous les autres sujets ont fait l'objet d'une analyse en profondeur.

- Description générale des systèmes d'alimentation de Gentilly 2

La description qui suit est tirée des documents A16 et A18. L'expression «services auxiliaires» se réfère à l'ensemble des équipements nécessitant une alimentation électrique. Parmi eux, ce sont les moteurs associés aux pompes qui demandent le plus de puissance.

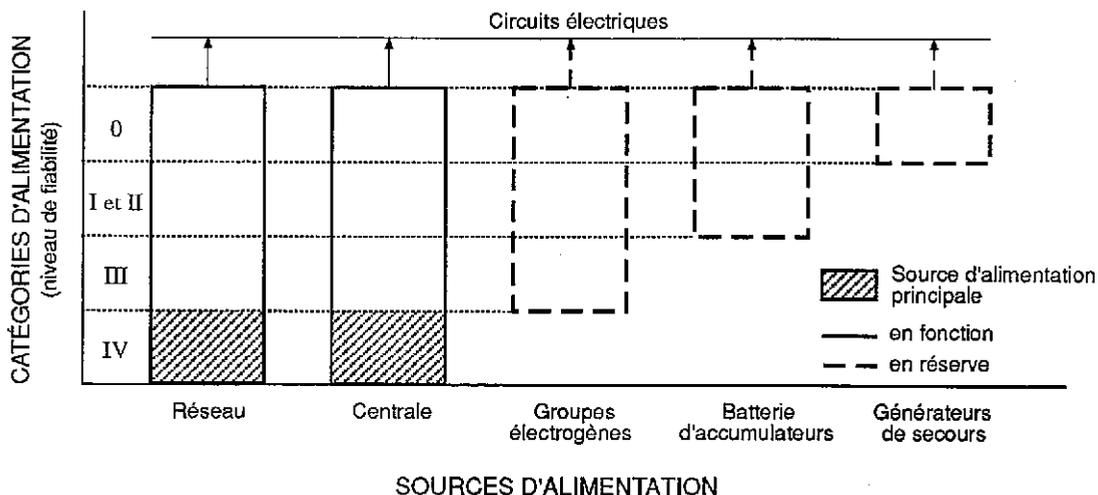
Pour des raisons de sûreté, les systèmes d'alimentation des auxiliaires de la centrale Gentilly 2 obéissent au principe de la défense en profondeur : plus un élément est important pour la sûreté de la centrale, plus il dispose d'une source d'alimentation fiable. L'augmentation de la fiabilité d'alimentation se fait en multipliant le nombre de sources indépendantes d'électricité. Ainsi, si une des sources tombe en panne, une deuxième prend la relève; si celle-ci tombe aussi en panne, c'est une troisième qui prend la relève et ainsi de suite, jusqu'à ce que le niveau de fiabilité obtenu soit jugé satisfaisant.

Les systèmes d'alimentation de la centrale Gentilly 2 ont été classés en cinq catégories, selon leur degré de fiabilité (figure 4.2) :

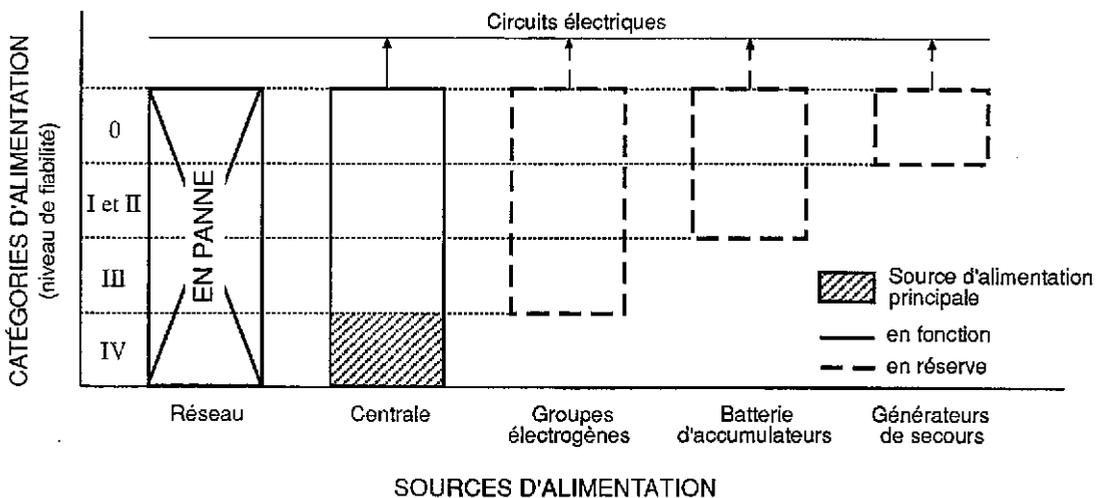
- la catégorie IV (sources normales) provient du réseau et de l'alternateur de la centrale; cette source peut être interrompue pendant des heures sans que la sûreté de la centrale en soit touchée, parce que les équipements sensibles sont alimentés par d'autres sources;
- la catégorie III provient des sources de la catégorie IV et de quatre groupes électrogènes de secours; cette source peut être interrompue pendant une dizaine de minutes sans que la sûreté de la centrale soit en cause;

Figure 4.2
CATÉGORIES DES SOURCES D'ALIMENTATION

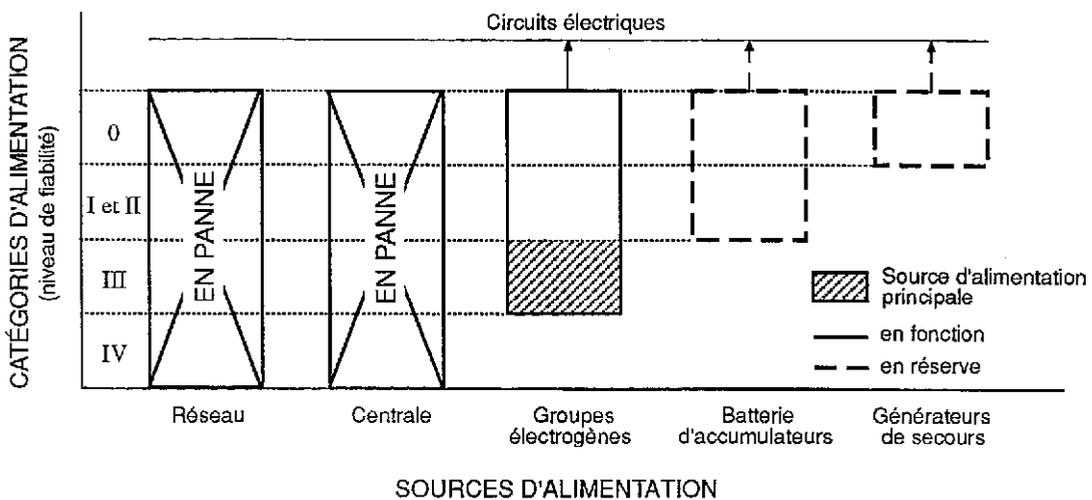
A) Situation normale d'opération



B) Perte partielle de la classe IV (îlotage réussi)



C) Perte totale de la classe IV (îlotage non réussi)



- les catégories II et I, respectivement de courant alternatif et continu, proviennent des sources de catégorie III et d'une batterie d'accumulateurs; elles doivent être ininterrompibles et produire la charge nécessaire aux équipements de première nécessité durant les longues interruptions de la catégorie IV;
- la catégorie 0 provient de deux groupes électrogènes d'urgence; cette source doit garantir l'arrêt du réacteur, le refroidissement du combustible et le confinement des substances radioactives, le cas échéant, lors d'événements particulièrement graves.

En cas de panne ou de fluctuation trop forte de la fréquence du réseau (+1,3 hertz ou -2 hertz), la centrale devrait s'isoler automatiquement et tenter d'alimenter ses systèmes auxiliaires au moyen de son turbo-alternateur et de ses équipements électriques. Si la tentative réussit, le réacteur sera maintenu à puissance réduite jusqu'à ce que la situation soit rétablie, ou bien il sera arrêté si la panne dure plus de deux heures, conformément aux exigences de la CCEA. Cela se comprend car il n'est pas prudent de faire fonctionner la centrale pendant de trop longues périodes avec une source d'alimentation de secours. On peut faire ici l'analogie d'un automobiliste victime d'une crevaison qui peut remplacer sa roue défectueuse par sa roue de secours mais qui ne doit utiliser celle-ci que pour se rendre, à vitesse réduite, au prochain garage pour faire réparer son pneu.

En termes techniques, Hydro-Québec explique de la façon suivante l'exigence de la CCEA :

«Lors d'une panne de réseau et durant le mode de fonctionnement en îlotage, toute défaillance importante qui aurait pour conséquence de provoquer l'arrêt du réacteur provoquerait aussi le déclenchement du groupe turboalternateur et, donc, la perte de l'îlotage. La centrale pourrait se retrouver avec une défaillance importante combinée à une perte interne de l'alimentation électrique de puissance (catégorie 4). La centrale devrait alors faire face à la situation non pas avec son alimentation électrique normale, mais avec son alimentation électrique de relève, soit les quatre groupes électrogènes (catégorie 3).» (document A60, p. 32)

Si la tentative échoue — ce qui peut avoir lieu à cause du choc provoqué par une chute brutale de puissance qui passe de 640 MW à pratiquement zéro en quelques secondes et à cause de l'incapacité du système de contrôle de fréquence de la turbine à garder la fréquence de rotation de la turbine dans un intervalle sécuritaire (de plus ou moins 2 hertz) —, l'flotage est raté et l'on parle d'une perte d'alimentation de catégorie IV.

Les pertes de catégorie IV se classent en trois types de pannes :

- les pannes de courte durée, c'est-à-dire inférieures à 30 minutes. Ces pannes sont généralement causées par les fluctuations du réseau. Une fois la fréquence stabilisée par les automatismes de protection du réseau, l'opérateur de la centrale peut, seul, rebrancher la centrale au réseau. La limite de 30 minutes est déterminée, entre autres, par le temps nécessaire à l'opérateur pour diagnostiquer la nature de la panne et par le fait que pendant ce temps, l'évacuation de la chaleur du réacteur peut se poursuivre sans intervention humaine;
- les pannes de durée moyenne, c'est-à-dire entre 30 minutes et 6 heures. Ces pannes sont généralement causées par des défaillances du réseau provoquées par l'arrêt de fonctionnement d'une centrale électrique. La réparation de ces pannes demande l'intervention de personnel extérieur à la centrale Gentilly 2;
- les pannes de longue durée, c'est-à-dire de plus de 6 heures. Ces pannes proviennent de bris de lignes de transmission ou de transformateurs et exigent d'importants travaux de réparation.

La CCEA exige que la réalimentation des services auxiliaires de Gentilly 2 se fasse dans les 30 minutes suivant la perte de catégorie IV, mais accepte que des pannes d'une durée plus longue puissent avoir lieu pourvu que leur fréquence soit inférieure à un certain seuil (voir ci-dessous).

Par ailleurs, Hydro-Québec précise que :

«Les principes de sûreté nucléaire adoptés partout dans le monde établissent que c'est surtout le premier niveau de défense [en profondeur] qui doit agir. L'utilisation des deuxième et troisième niveaux de défense doit être réduite au

minimum. C'est pour respecter ces principes de sûreté nucléaire qu'Hydro-Québec désire améliorer la fiabilité de l'alimentation des services auxiliaires de la centrale Gentilly 2, en cas de pannes du réseau.» (document A61, p. 5)

- Description des conséquences d'une perte d'alimentation de catégorie IV

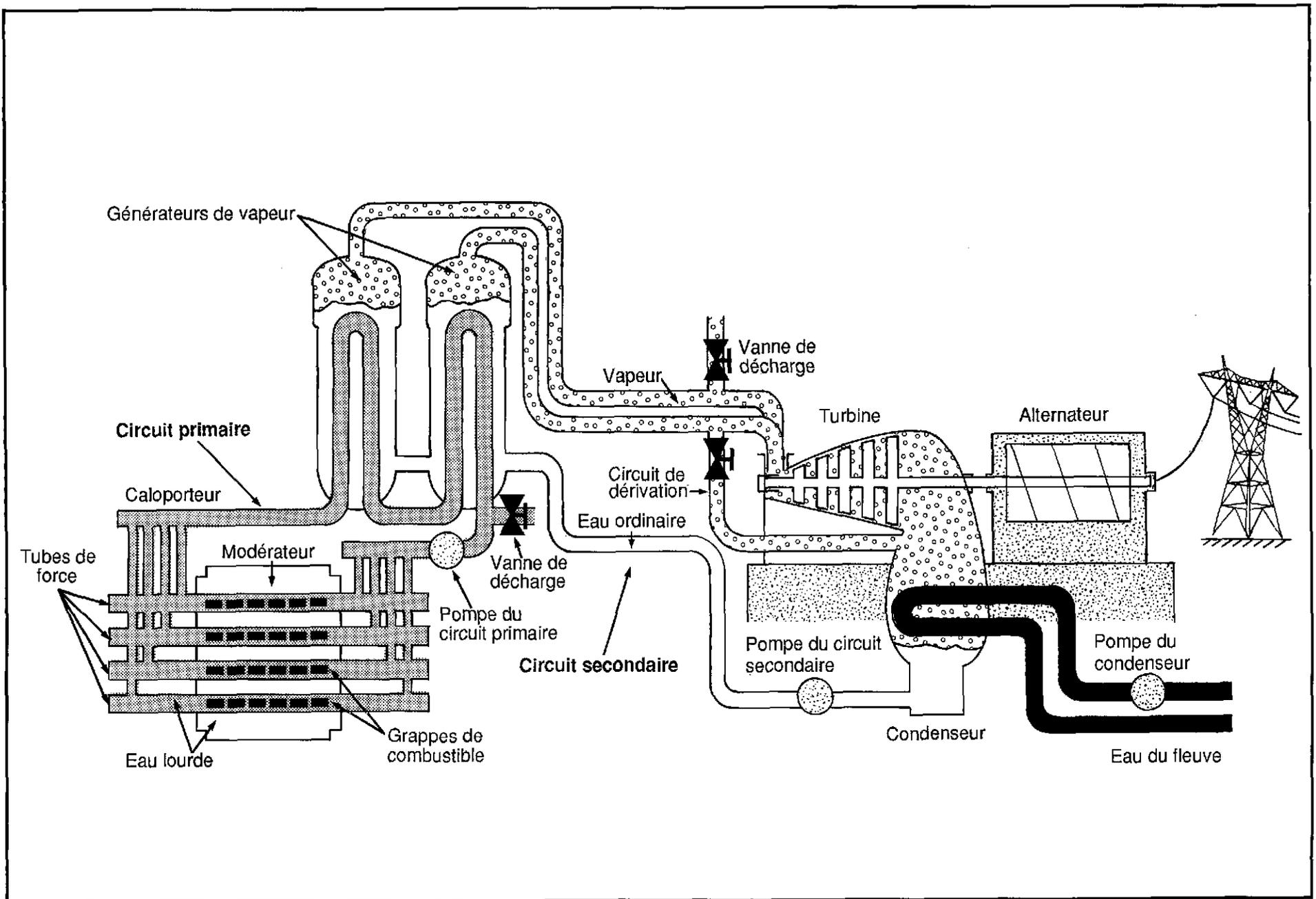
La description qui suit est tirée du document A20. Une perte d'alimentation de catégorie IV entraîne l'arrêt de la turbine et des pompes principales qui alimentent les circuits primaire (en eau lourde) et secondaire (en eau ordinaire) de refroidissement (figure 4.3).

Lorsque la turbine s'arrête, la pression augmente dans le générateur de vapeur. La vapeur d'eau provenant du générateur est alors déroutée vers le condenseur. Comme les pompes du condenseur sont inopérantes, la vapeur ne se condense plus et la pression continue d'augmenter. À un moment donné, lorsque la pression devient trop forte, des vannes de décharge s'ouvrent pour laisser échapper la vapeur vers l'atmosphère.

Lorsque les pompes principales du circuit primaire s'arrêtent, le débit du caloporteur diminue rapidement et il se produit un début d'ébullition dans les tubes de force du réacteur. Ceci entraîne une augmentation de réactivité du réacteur, donc de sa puissance, et, par conséquent, une augmentation de température du combustible, suivie d'une augmentation de pression du circuit primaire. Des mesures sont alors automatiquement enclenchées : le système de contrôle de pression ouvre des vannes vers un condenseur, le système de contrôle du réacteur diminue sa puissance ou l'arrête et, en cas de besoin, les vannes de sûreté du circuit primaire et les vannes de protection du condenseur s'ouvrent pour envoyer la vapeur d'eau dans l'atmosphère du bâtiment du réacteur.

Dans la dizaine de minutes suivant la perte d'alimentation de la catégorie IV, le système d'alimentation de catégorie III prend la relève et met en marche des pompes auxiliaires (non illustrées dans la figure). Ceci a pour effet de rétablir un certain débit de circulation d'eau ordinaire dans le circuit secondaire (ce qui aide au processus d'évacuation de la chaleur) et d'eau lourde vers le circuit primaire (ce qui compense des pertes d'eau lourde des premières minutes).

Figure 4.3
SCHEMA DE FONCTIONNEMENT DE GENTILLY 2



Source: Hydro-Québec, Direction Édition et Publicité,
 Division Information, région Mauricie, 3^e édition,
 4^e trimestre 1990.

À moyen terme — jusqu'à 30 à 60 minutes selon les conditions prévalant au moment de l'arrêt du réacteur — il se produit un mode de refroidissement naturel par thermosiphonnage : le caloporteur se déplace tout seul, à cause de la différence de densité, à l'intérieur du circuit primaire et se refroidit dans le générateur de vapeur situé au sommet de ce circuit. La durée du phénomène est limitée à la quantité d'eau disponible dans le système de circuit secondaire qui joue le rôle de source froide.

À long terme, l'opérateur établit manuellement un circuit de refroidissement indépendant, appelé circuit de refroidissement, avec le réacteur à l'arrêt. Dans ce cas, l'évacuation de la chaleur dégagée dans le circuit primaire se fait par l'intermédiaire des échangeurs de chaleur de ce circuit de refroidissement particulier.

- Les conséquences d'une perte totale des systèmes d'alimentation électrique

Les conséquences d'une perte d'alimentation de catégorie IV sont considérées comme étant négligeables du point de vue de la sûreté nucléaire, car il n'y a pas de bris du système primaire de caloportage. On peut cependant se demander si une perte d'alimentation de catégorie IV qui aurait lieu après un bris de circuit primaire – bris provoqué par un événement indépendant – pourrait avoir des conséquences fâcheuses. La réponse à cette question se trouve dans le document A20 qui considère que, dans le cas d'un bris, trois cas sont possibles :

- les systèmes de confinement et de refroidissement d'urgence sont disponibles;
- le système de confinement est en défaut;
- le système de refroidissement d'urgence fait défaut.

Évidemment, les deux derniers cas sont plus graves que le premier. Par ailleurs, le deuxième cas est plus grave que le troisième parce que le risque de fuite radioactive est plus élevé. Comme les calculs montrent que les doses de radiation chez les individus les plus exposés et les plus sensibles aux radiations sont, dans le deuxième cas, inférieures aux normes admissibles, les conséquences de l'accident en question ne sont pas jugées inacceptables par la CCEA. Un quatrième cas imaginable, qui consisterait dans la défaillance simultanée des deux systèmes d'arrêt d'urgence du réacteur, présente une probabilité de coïncidence trop faible pour être crédible.

Si en plus de la perte de catégorie IV il y avait aussi une perte totale de la catégorie III, ce qui est jugé très peu probable car un seul des quatre générateurs de secours disponibles suffit pour alimenter cette catégorie au complet, l'opérateur de la centrale devrait alors mettre en marche l'alimentation de la catégorie 0 et établir d'autres circuits de refroidissement, en utilisant d'abord l'eau du réservoir d'arrosage du bâtiment du réacteur et ensuite, au besoin, l'eau d'alimentation d'urgence qui provient du fleuve Saint-Laurent. Dans ce dernier cas, les équipements de production pourraient en souffrir, mais il n'y aurait pas de bris du circuit primaire ni, par conséquent, de risque de dégagements radioactifs.

À cet effet, Hydro-Québec précise que :

«[...] les principaux équipements touchés seraient les générateurs de vapeur (risques de déformation des tubes sous l'effet des contraintes thermiques) et la turbine (risques de dommages importants aux pales causés par des vibrations occasionnées par un manque de lubrification des paliers de turbines.»
(document A60, p. 20)

Si, enfin, le système de catégorie 0 venait aussi à faire défaut, ce qui est hautement improbable car les deux générateurs d'urgence qui le composent sont extrêmement fiables et un seul de ces générateurs suffit à la tâche, il pourrait en effet y avoir un bris de combustible, un bris de tube de force et un dégagement de produits radioactifs à l'intérieur de l'enceinte du réacteur. Advenant ce cas hypothétique, l'enceinte devrait être capable de contenir ces produits jusqu'à ce que l'opérateur puisse rétablir une source quelconque d'alimentation qui fera baisser la pression dans cette enceinte avant que des fuites importantes ne se produisent.

- La fiabilité requise pour la réalimentation des services auxiliaires

La fiabilité requise pour la réalimentation des services auxiliaires d'une centrale nucléaire doit être très élevée. La CCEA n'impose pas directement une valeur minimale à cette fiabilité. Elle demande au détenteur d'un permis d'exploitation «de démontrer la sûreté de fonctionnement de la centrale, donc de déterminer la fiabilité de la réalimentation des services auxiliaires» (document B26). Elle accepte le chiffre proposé par le promoteur pourvu que celui-ci puisse faire la preuve que ce chiffre correspond à la réalité et à condition que l'analyse détaillée des accidents

déclenchés par la perte des sources d'alimentation de catégorie IV démontre que les conséquences de tels accidents sont inférieures aux normes en vigueur, compte tenu de leur probabilité d'occurrence.

Comme la seule exigence réclamée par la CCEA semble être le rétablissement de la fiabilité originale de la réalimentation des services auxiliaires (audience, 1^{re} partie, vol. 5, p. 80, 82 et 90), seul cet aspect sera traité ici. Par contre, comme Hydro-Québec a justifié le haut niveau de fiabilité requis pour la réalimentation des services auxiliaires de la centrale Gentilly 2 à partir d'un scénario dans lequel l'ensemble des sources d'alimentation seraient perdues, ce cas sera examiné dans l'annexe 8.

Dans l'édition 1982 du document «Loss of Electrical Power» consulté par la commission, on peut lire :

«The probability of failure to recover Class IV power at the switchyard end of the plant at 30 minutes is assumed as 10^{-1} .»

ce qui signifie que la fiabilité de réalimentation était estimée à 0,90, c'est-à-dire à 90 %.

Dans l'édition 1986 du même document (A71), on peut lire :

«The probability that power is not restorable to the Gentilly 2 power station within 30 minutes after a loss of grid and Class IV power is assumed to be 0.2.»

ce qui signifie que la fiabilité de réalimentation était descendue à 0,8, c'est-à-dire à 80 %.

On peut donc dire que la fiabilité de réalimentation est plus faible que celle estimée auparavant. De 90 % qu'elle était en 1982, elle est descendue à 80 % en 1986. De plus, elle se situerait présentement autour de 67 % (voir tableau 4.4). La question qui se pose alors est de savoir à partir de quel moment la CCEA a estimé qu'une amélioration de la situation était nécessaire.

Une hypothèse serait que la CCEA ait demandé dès 1986 une amélioration de la situation. Une autre serait de croire que ce sont les nombreuses pannes de 1988 qui aient déclenché la réaction de la CCEA. Pour y répondre, la commission a examiné les documents produits lors de l'audience publique et les précisions apportées depuis.

- Historique des problèmes rencontrés

La commission a analysé le document A48 qui contient la correspondance échangée entre Hydro-Québec et la CCEA concernant le dossier de la réalimentation des services auxiliaires de Gentilly 2. Elle retient la séquence suivante des événements.

Le point de départ serait la section 8.2.4 (Loss of Offsite Power) du document A18 datant de 1987. Dans ce document, où il est indiqué que la centrale hydraulique de Beaumont est chargée de réalimenter les services auxiliaires en cas de perte d'alimentation de classe IV, on peut lire : «[...] a dynamic stability study has been commissioned to verify that the reloading can be accommodated with a high degree of reliability». Il faut noter qu'Hydro-Québec avait convenu qu'en cas de panne du réseau et d'échec de l'ilotage de la centrale Gentilly 2, elle allait recourir à la centrale hydro-électrique de Beaumont, située sur la rivière Saint-Maurice, pour réalimenter en priorité les services auxiliaires de Gentilly 2, par la ligne directe de transmission déjà existante. Les autres lignes de transmission reliant Gentilly 2 au reste du réseau étaient jugées moins disponibles, en cas de panne, que la ligne provenant de la Mauricie (annexe 9).

Dans une lettre du 4 mars 1988, donc avant la première panne de l'année, Hydro-Québec avise officiellement la CCEA que les travaux de simulation sur la réalimentation des auxiliaires de Gentilly 2 par la centrale de Beaumont démontrent que le démarrage des pompes du caloporteur est compromis lorsque Gentilly 2 n'est réalimenté que par la centrale de Beaumont, à la suite d'une perte complète de l'alimentation de catégorie IV. Hydro-Québec mentionne également, dans cette lettre, qu'un groupe de travail a été formé pour proposer à la CCEA une solution temporaire à la réalimentation de Gentilly 2 et pour trouver, à plus long terme, une solution permanente.

La CCEA accuse réception de cette lettre le 16 mars suivant et demande des précisions sur la description du mandat et des objectifs fixés au groupe de travail.

Le 23 juin 1988 a lieu une réunion entre les représentants d'Hydro-Québec et de la CCEA, au cours de laquelle Hydro-Québec fait état des derniers résultats des travaux de simulation concernant différents scénarios de réalimentation de Gentilly 2 à partir des centrales de Beaumont et de La Tuque. Ces résultats démontrent qu'avec les équipements actuels, il est possible d'alimenter deux des quatre pompes du caloporteur de Gentilly 2 et qu'en changeant certains régulateurs de tension, les quatre pompes pourraient être réalimentées.

Hydro-Québec dresse ensuite une liste d'actions à court terme qu'elle entend entreprendre et s'engage à remettre pour le 1^{er} octobre 1988 un plan d'action portant sur l'étude de mesures à prendre à moyen et à long terme. Parmi ces dernières, deux possibilités sont mentionnées : dédier une centrale de la région du Saint-Maurice plus appropriée que la centrale de Beaumont pour réalimenter Gentilly 2 ou installer des turbines à gaz (TAG) sur le site même de Gentilly.

Le 4 juillet 1988, Hydro-Québec envoie une lettre à la CCEA, qui fait suite à celle du 16 mars, dans laquelle elle décrit le mandat fixé au groupe de travail mentionné.

Le 21 décembre 1988 a lieu une autre rencontre entre Hydro-Québec et la CCEA, au cours de laquelle Hydro-Québec résume le contenu d'un rapport technique décrivant les travaux de simulation mentionnés plus haut et fait le point sur les 12 mesures à court, à moyen et à long terme déjà entreprises. Hydro-Québec estime que les mesures à court terme en question augmentent la probabilité de réalimentation des services auxiliaires de Gentilly 2 en moins de 30 minutes et que cette probabilité augmentera davantage lorsque les modifications à court terme seront achevées. Faisant suite à cet exposé, Hydro-Québec soutient, devant la CCEA, que l'ensemble de ces mesures constitue une solution temporaire acceptable dans l'attente de l'implantation d'une solution permanente.

Le 3 février 1989, la CCEA se déclare satisfaite des démarches entreprises par Hydro-Québec pour assurer une source de réalimentation fiable de la centrale Gentilly 2 à la suite d'une perte du réseau.

Le 16 juin 1989 a lieu une troisième réunion entre Hydro-Québec et la CCEA, au cours de laquelle Hydro-Québec informe la CCEA de l'état du dossier de la réalimentation de Gentilly 2 par la centrale de Beaumont. Le déroulement de la panne généralisée du 13 mars est d'abord discuté et l'ensemble des actions qui avaient été engagées est passé en revue. C'est à cette occasion qu'Hydro-Québec indique que la solution des TAG pourrait être mise en application en 1992.

Le 7 décembre 1989, Hydro-Québec présente à la CCEA les grandes lignes de l'avant-projet TAG à Bécancour et lui demande ses réactions. La CCEA ne présente pas d'objection de principe au projet, mais demande à Hydro-Québec de porter une attention particulière aux sujets suivants :

- le partage entre la mission d'urgence et celle de production de pointe;
- la fiabilité du démarrage des groupes turboalternateurs;
- la protection-incendie concernant l'utilisation du mazout;
- les effets potentiels négatifs pouvant porter préjudice à la sûreté de Gentilly 2.

Le 7 février 1990, la CCEA confirme, par lettre, ses réactions consignées dans le procès-verbal de la réunion du 7 décembre.

Le 19 juillet 1990 a lieu une cinquième rencontre entre Hydro-Québec et la CCEA. À cette occasion, Hydro-Québec fait une présentation plus détaillée du projet TAG et discute des impacts environnementaux. Les discussions ont porté aussi sur le processus d'autorisation, les effets potentiels négatifs du projet TAG sur la centrale Gentilly 2 et sur les divers échéanciers. Invitée à présenter ses commentaires, la CCEA choisit alors d'attendre à plus tard.

Le 8 mars 1991, Hydro-Québec demande officiellement à la CCEA l'autorisation pour l'implantation de la centrale de Bécancour à l'intérieur de la zone d'exclusion de Gentilly 2.

Le 22 mars 1991 a lieu une sixième rencontre entre Hydro-Québec et la CCEA. Au cours de cette rencontre, Hydro-Québec présente une description technique détaillée du projet TAG, indique les modifications prévues à la centrale Gentilly 2 et la séquence de construction lors de l'arrêt planifié de la centrale en 1991, décrit les résultats d'une évaluation préliminaire des effets de la centrale de Bécancour sur la sûreté de

Gentilly 2 et évalue les effets des modifications proposées sur la fiabilité d'alimentation électrique de catégorie IV. C'est à cette occasion qu'Hydro-Québec précise que l'implantation de la centrale de Bécancour amène une très grande fiabilité de réalimentation de la catégorie IV en deçà de 30 minutes (97 % avec trois turbines et plus de 98 % avec les quatre turbines), et que ceci aura pour effet de diminuer de façon significative la fréquence de perte de catégorie IV de moyenne et de longue durée. Elle indique également que les modifications prévues au poste de sectionnement contribueront à la diminution significative de la fréquence de perte de catégorie IV de longue durée.

Finalement, le 24 avril 1991, Hydro-Québec transmet à la CCEA le document A35 traitant des impacts potentiels de la centrale de Bécancour sur la sûreté de Gentilly 2.

Après analyse de cet échange de correspondance, la commission fait les commentaires suivants :

- Dès qu'Hydro-Québec a constaté que la description présentée dans le document 66 RS-10 de 1986 contenait une partie inexacte (la capacité de la centrale de Beaumont à réalimenter les services auxiliaires de Gentilly 2 en cas de perte d'alimentation de catégorie IV faisant suite à une panne du réseau), elle en a fait rapport à la CCEA, conformément aux exigences du permis d'exploitation de la centrale Gentilly 2, et elle s'est engagée à prendre les mesures nécessaires pour corriger la situation. On peut donc déduire que l'estimation de la fiabilité de réalimentation de Gentilly 2 était descendue en dessous de la valeur 0,8 indiquée dans le document A71.
- La CCEA n'a pas jugé cette situation alarmante et s'est contentée des mesures temporaires prises par Hydro-Québec pour augmenter la fiabilité de la réalimentation, tout en attendant les propositions d'Hydro-Québec concernant les solutions à long terme.
- Les pannes survenues en 1988 et 1989 ont certainement préoccupé la CCEA, mais ces préoccupations n'apparaissent pas dans la correspondance déposée; elles apparaissent seulement dans les annexes des rapports internes de la CCEA concernant l'évaluation détaillée de l'exploitation de la centrale Gentilly 2 pendant l'année 1988 et, surtout, l'année 1989 où il est écrit que :

«[...] la réalimentation de la centrale par le réseau d'Hydro-Québec a pris plus de temps que prévu, dépassant largement la période de temps postulée dans les analyses de sécurité pour ces situations.» (document B23, annexe 3, p. 2)

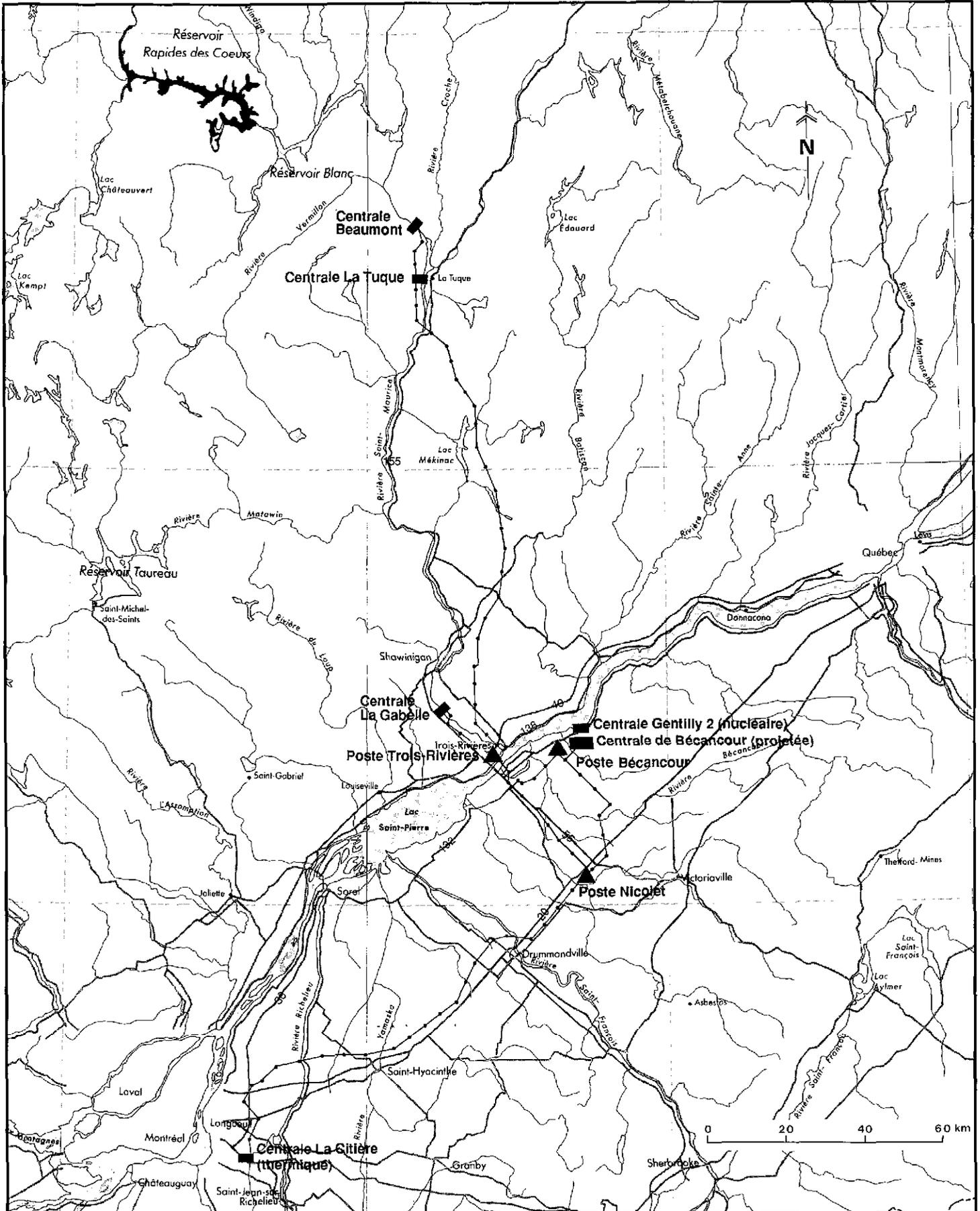
Ces préoccupations n'étaient cependant pas assez grandes pour que le personnel de la CCEA fasse des recommandations particulières à leur sujet auprès du Conseil d'administration de la CCEA qui approuve, en août 1990, sans condition spéciale portant sur la fiabilité de l'alimentation, le renouvellement du permis d'exploitation de Gentilly 2.

- La CCEA n'a jamais exigé explicitement d'Hydro-Québec de rehausser la fiabilité de réalimentation à un niveau déterminé; elle s'attend cependant à ce qu'Hydro-Québec le fasse d'elle-même, sans lui imposer de délai fixe, mais en surveillant attentivement l'évolution du dossier.
- La solution proposée par Hydro-Québec, c'est-à-dire la construction d'une centrale à Bécancour, lui convient parfaitement, car la fiabilité de réalimentation en deçà de 30 minutes dépassera la fiabilité estimée en 1982 et la fréquence des pannes de plus longue durée sera fortement diminuée (voir les calculs à l'annexe 8).

- Les solutions temporaires adoptées

Les mesures prises par Hydro-Québec pour améliorer la fiabilité de réalimentation des services auxiliaires de la centrale Gentilly 2 consistent essentiellement à modifier les procédures d'urgence (de la région Mauricie, de Gentilly 2 et du secteur La Tuque - voir figure 4.4), à entraîner le personnel concerné, à effectuer quelques modifications techniques mineures, à automatiser certains services auxiliaires dans les centrales et à entreprendre des études dans le but d'installer des appareils (régulateurs de tension statiques avec compensation d'impédance) pour améliorer la stabilité de l'alimentation fournie.

Figure 4.4
LOCALISATION DE CERTAINS ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION
ET DE TRANSPORT D'ÉNERGIE



Pour ce qui est des modifications techniques, Hydro-Québec apporte les précisions suivantes :

«On a donc entrepris directement des modifications aux régulateurs de tension qui avaient un effet certain sur les délais de réalimentation de Gentilly 2, tels que l'optimisation des régulateurs de tension de la centrale de La Tuque et l'installation de régulateurs de tension statiques aux centrales Beaumont et Rapide-Blanc.

Ces modifications permettent d'assurer la fiabilité de la réalimentation électrique des services auxiliaires de Gentilly 2 à un niveau acceptable jusqu'à la mise en place d'une solution définitive.» (document A67, p. 15)

- Le potentiel théorique d'amélioration

Une analyse très détaillée, présentée à l'annexe 10, portant sur la nature des pannes menant à la perte d'alimentation de catégorie IV d'une durée plus longue que 30 minutes et sur le rôle de la fiabilité du réseau dans chacune de ces pannes montre que la réduction de la fréquence de ces pannes ne peut pas dépasser 33 % en l'absence d'une centrale dédiée. Cela est dû au fait que pour bon nombre de cas, le rétablissement du réseau ne corrige pas la perte d'alimentation.

- Les solutions à long terme considérées

Hydro-Québec a considéré deux solutions :

- dédier la centrale La Gabelle déjà existante pour la réalimentation de Gentilly 2;
- construire une nouvelle centrale à Bécancour.

D'autres solutions éventuelles ont été rejetées d'emblée comme étant irréalistes. Ainsi, par exemple, l'avis d'Hydro-Québec sur la centrale La Cité est le suivant :

«Comme il n'existe pas de liaison directe entre les deux sites, il aurait fallu construire une nouvelle ligne à deux circuits les reliant. De plus, il serait nécessaire d'installer un poste de transformation à 315-230 kV [...]. Ni cette ligne ni ce poste ne sont requis pour les besoins du réseau et leur réalisation occasionnerait un déboursé supplémentaire de l'ordre de 80 millions de dollars. De plus, sur le plan de la fiabilité, cette option apparaît irréaliste parce que la centrale La Citière n'a pas été conçue pour une mission d'urgence.

Enfin, il est à noter qu'une telle solution entraînerait un délai de plusieurs années avant de pouvoir respecter les engagements pris envers la CCEA.» (document A60, p. 40)

Après l'avoir étudiée, Hydro-Québec a rejeté la solution La Gabelle pour les raisons suivantes :

- cette option ne solutionnait pas le problème de la satisfaction des besoins supplémentaires en puissance de pointe;
- les délais de réalisation (pas avant 1997) des modifications à apporter à la centrale La Gabelle étaient trop longs par rapport aux engagements pris envers la CCEA;
- la fiabilité de réalimentation de Gentilly 2 par la centrale La Gabelle serait inférieure à celle de la centrale Bécancour.

La commission a examiné attentivement chacune de ces raisons. La première raison disparaît si le besoin d'augmentation de puissance de pointe n'est pas démontré. La deuxième raison s'atténue si la CCEA accepte pendant plusieurs années encore les solutions temporaires actuelles, si les correctifs apportés au réseau font diminuer la fréquence des pannes ou si les délais des modifications à apporter à la centrale La Gabelle sont plus courts que prévus. La commission a donc voulu examiner plus à fond la troisième raison, d'autant plus qu'il existe un lien entre la fiabilité exigée à la centrale La Gabelle et les délais de réalisation des modifications prévues. Elle a donc étudié les conclusions du document A57 qui porte précisément sur l'étude de faisabilité de l'asservissement de la centrale La Gabelle à la réalimentation des services auxiliaires de la centrale Gentilly 2.

Cette étude montre que du point de vue de la fiabilité, la centrale La Gabelle peut atteindre 97,5 % (par rapport à l'objectif visé par Hydro-Québec qui était de 98 %), à condition que l'on puisse compter seulement sur deux des cinq groupes turboalternateurs pour fournir la puissance requise, que l'on installe une ligne biterne à 230 kV supplémentaire entre Trois-Rivières et Gentilly 2 et que l'on réalise certains automatismes pour établir les liaisons prioritaires entre La Gabelle et Gentilly 2.

En ce qui concerne la capacité, deux groupes turboalternateurs ne pourraient pas démarrer les auxiliaires de Gentilly 2 sans modifications importantes, dont l'efficacité reste à être démontrée.

Sans pouvoir se prononcer sur ce dernier aspect, la commission note que la fiabilité de la réalimentation de Gentilly 2 par La Gabelle serait de 0,89 en 1993, date prévue pour terminer les principales modifications en cours (cas A + B + C + B₁ + D₁ + E de la figure 3 du document A57). Cette fiabilité serait donc pratiquement égale à la fiabilité de réalimentation de Gentilly 2 estimée en 1982 (0,90) et supérieure à celle acceptée par la CCEA en 1986 (0,80).

- Le besoin minimal de puissance pour la réalimentation des services auxiliaires de Gentilly 2

La commission a voulu connaître le besoin minimal de puissance requise pour assurer la réalimentation des services auxiliaires de la centrale Gentilly 2. La commission n'a pas accepté d'emblée le chiffre avancé par Hydro-Québec (60 MW) car il ne lui a pas semblé évident que les quatre pompes principales du circuit primaire seraient appelées à fonctionner à pleine puissance pendant la période où le réacteur est en attente de se rebrancher sur le réseau. Elle a donc demandé à Hydro-Québec des éclaircissements à ce sujet.

Dans les documents A61 (p. 7), A67 (p. 32) et A75 (p. 10), Hydro-Québec apporte les précisions suivantes :

- la puissance requise comprend 5 MW pour les auxiliaires de la centrale de Bécancour, 12 MW pour les auxiliaires de Gentilly 2, en excluant les pompes principales du caloporteur, 18 MW pour trois pompes (en fonctionnement normal, chaque pompe n'exige qu'une puissance de 6 MW) et 23 MW pour faire démarrer et accélérer la

quatrième pompe du caloporteur. La somme donne 58 MW, mais Hydro-Québec prend 60 MW pour assurer une marge de sécurité;

- le besoin de mettre en marche, ensemble, les quatre pompes du caloporteur proviendrait en partie de la nécessité de faire fonctionner toutes les pompes pour parer à certaines défaillances hypothétiques qui entraîneraient des pertes d'eau lourde, avec possibilité d'un refroidissement inadéquat du combustible, et en partie par le désir de redémarrer rapidement le réacteur et augmenter sa puissance jusqu'à 50 % du maximum, même si la centrale n'est pas encore connectée au réseau. Cette deuxième raison s'explique par le fait qu'autrement, le réacteur arrêterait de fonctionner pendant une période de 36 heures à cause d'un phénomène complexe appelé «effet xénon».

Étant donné que l'économie maximale qu'il est possible d'envisager n'est que de 12 MW (2 pompes disponibles sur 4), la commission n'a pas poursuivi son enquête sur ce sujet et a accepté la justification apportée par Hydro-Québec.

- Les effets des travaux d'amélioration du réseau de transport d'électricité sur la fréquence des pertes de catégorie IV

L'important programme d'amélioration du réseau de transport électrique mis en place par Hydro-Québec consiste à améliorer la stabilité du réseau, la fiabilité des équipements et la qualité de la main-d'œuvre.

L'introduction des compensateurs a comme conséquence de maintenir la tension stable, à l'endroit où ils sont installés, lors de transitoires rapides. La compensation série donnera une marge de sécurité supplémentaire en cas de perturbations sur les lignes à 735 kV.

Selon l'avis de l'un des consultants de la commission :

«Nous croyons que le gain de stabilité du réseau se traduira, lors d'événements importants, par une récupération du réseau, sans panne générale dans la plupart des cas et, pour les événements de moindre gravité, par un rétablissement plus rapide des conditions normales. Quant aux écarts de fréquence, ils risquent d'être tout aussi sévères même s'ils devaient

être un peu moins nombreux [...]. En conclusion, la centrale Gentilly 2 devrait être légèrement moins perturbée qu'elle ne l'est actuellement.» (Gervais, annexe 7)

Il précise en outre que :

«Il n'y a pas de raison pour que les événements perturbateurs de fréquence soient moins nombreux sur le réseau simplement à cause de l'ajout de la compensation série. Ils pourraient être moins nombreux si les programmes d'amélioration de fiabilité des appareils et, à un moindre degré, les programmes de formation du personnel donnent les résultats escomptés.» (Gervais, annexe 7)

En se référant à la centrale Gentilly 2, le consultant ajoute :

«En conclusion, la compensation série améliore sensiblement la fiabilité de réalimentation de la centrale par le réseau puisque le taux de panne générale sera beaucoup plus faible. De plus, les perturbations de fréquence, même si elles devraient être aussi sévères, risquent d'être moins nombreuses et de durée plus courte.» (Gervais, annexe 7)

Hydro-Québec semble d'ailleurs confirmer ces vues :

«Grâce au programme d'Amélioration de la fiabilité du réseau de transport, certains événements très graves qui, dans la situation actuelle, provoqueraient la séparation de la centrale de Gentilly 2 du réseau ainsi que la chute du réseau, pourront n'entraîner tout au plus que la séparation de la centrale de Gentilly 2 du réseau. En principe, ce programme devrait diminuer le nombre total de fois que la centrale de Gentilly 2 se sépare du réseau et faciliter la réalimentation des services auxiliaires de la centrale de Gentilly 2 à la suite de ces séparations. En effet, la réalimentation des services auxiliaires de la centrale de Gentilly 2 sera facilitée par le fait que l'événement qui provoquera la séparation de la centrale de Gentilly 2 du réseau ne provoquera pas aussi une panne du réseau.» (document A60, p. 43)

Hydro-Québec ajoute cependant :

«Pour l'exploitation de la centrale de Gentilly 2, cette amélioration du réseau de transport ne permettra pas de restaurer les conditions qui prévalaient au début des années quatre-vingts au réseau de la Mauricie. À cette époque, le réseau de la Mauricie avait une puissance installée supérieure à la demande et était moins fortement relié au réseau principal, de sorte qu'il restait toujours en fonction, même lors d'une panne majeure du réseau.» (document A60, p. 43)

La commission convient que la sécurité générale de la centrale nucléaire de Gentilly 2 s'est quelque peu dégradée, à cause de l'augmentation de la fréquence des pannes électriques entraînant la perte totale des sources d'alimentation de classe IV pour des périodes de plus de 30 minutes et compte tenu que la centrale Beaumont, initialement considérée pour assurer la réalimentation de Gentilly 2, a montré par simulation une capacité moindre que prévue.

La commission est convaincue que la diminution du niveau de sécurité n'est pas dramatique et n'a rien d'alarmant puisque la CCEA a accepté comme solution temporaire (pour quelques années) les modifications proposées par Hydro-Québec, sans rien exiger lors du renouvellement du permis d'exploitation en août 1990.

La commission estime néanmoins qu'une amélioration doit être apportée au problème de réalimentation des services auxiliaires de Gentilly 2, mais n'a pas obtenu de témoignages ou reçu de preuves à l'effet que des mesures à long terme doivent être prises sans délai. Elle n'a pas été non plus en mesure d'obtenir de la CCEA le moment où des modifications seraient requises. Tout au plus, la CCEA, sans fixer de délai, a déclaré :

«On s'en vient vers la lumière jaune, on n'est pas encore rendu à la rouge.» (audience, 1^{re} partie, vol. 5, p. 101)

Il faut alors noter que la fiabilité, qui avait été estimée à 90 % lors de la conception en 1982 puis évaluée à 80 % en 1986, a toujours été jugée acceptable par la CCEA. La fiabilité que peut procurer une seule turbine

se situe autour de 75 % et celle de deux turbines, à environ 93 % (document A16). Cette dernière solution serait donc pleinement satisfaisante pour répondre aux besoins de fiabilité établie lors de la conception.

Mais Hydro-Québec veut aussi satisfaire des besoins de pointe évalués à 300 MW et justifie ainsi l'installation de quatre turbines. Ceci a pour effet de faire monter le niveau de fiabilité à 98 %. Ce niveau n'est cependant que la résultante des besoins créés par la satisfaction de la demande de pointe et non un besoin exigé pour la sécurité de Gentilly 2 ou par la CCEA.

En conclusion, la commission ne peut pas retenir l'argument du besoin de réalimentation des services auxiliaires de Gentilly 2 pour justifier à lui seul la construction de la centrale Bécancour avec quatre turbines à gaz.

4.2.2 Les autres réalimentations de charges d'urgence

Dans le document A1, en page 111, il est rapporté que : «En cas de pannes du réseau, [...] lorsque la réalimentation des services auxiliaires de la centrale Gentilly 2 sera assurée, on pourrait utiliser la puissance disponible pour alimenter les charges d'urgence du parc industriel.»

La commission a voulu approfondir le sens de cette assertion car, pour plusieurs participants, elle constituait une troisième justification inavouée.

Hydro-Québec, à plusieurs reprises, a réfuté cette allégation : «[...] nous voudrions réaffirmer très fortement encore une fois, Hydro-Québec n'a pas conçu la centrale à turbines à gaz en vue de la réalimentation spécifique du parc industriel de Bécancour» (audience, 2^e partie, vol. 3, p. 143). De plus, dans le document A77, Hydro-Québec réitère le fait que «dans les contrats la liant aux industries du parc industriel de Bécancour, il n'existe aucune clause concernant l'approvisionnement électrique des charges d'urgence en cas de panne du réseau».

Bien que la commission n'ait pas eu accès aux contrats de vente d'Hydro-Québec aux clients industriels installés dans le parc industriel de Bécancour, les documents disponibles lui permettent de se faire une assez bonne opinion sur ce sujet.

En premier lieu, la nature et la configuration des connexions électriques de la centrale Bécancour permettent d'affirmer que cette centrale n'a pas été conçue pour être dédiée aux besoins des industries du parc industriel, comme elle l'est pour la centrale Gentilly 2. Par contre, une fois démarrée et après avoir rempli sa mission première, la centrale de Bécancour pourrait alimenter les autres charges d'urgence, mais seulement par l'intermédiaire du réseau local en reconstitution et cela, seulement jusqu'à ce que la centrale Gentilly 2 puisse être synchronisée au réseau, car à ce moment-là, la centrale Bécancour pourrait arrêter de fonctionner, la centrale Gentilly 2 prenant alors la relève (audience, 1^{re} partie, vol. 7, p. 25).

Actuellement, il semble y avoir des problèmes avec la réalimentation des charges d'urgence des clients industriels du parc. Comme un représentant d'Hydro-Québec l'a affirmé, «le seul dilemme qu'il nous reste, c'est, comme G-2 [constitue la première] priorité de réalimentation sur un poste stratégique de la Mauricie, bien, ça se fait au détriment des clients industriels. C'est qu'il n'y a aucun client de réalimenté tant que Gentilly 2 n'a pas assuré ses auxiliaires» (audience, 1^{re} partie, vol. 6, p. 9).

On peut donc déduire qu'avec l'éventuelle mise en marche de la centrale de Bécancour pour prendre soin des besoins de la centrale Gentilly 2, la réalimentation des clients industriels du parc, par le réseau en voie de reconstitution à partir de la Mauricie, serait facilitée.

Par ailleurs, il convient de préciser que la non-disponibilité des charges d'urgence pourrait entraîner, pour les clients industriels, des dégâts importants dans leurs équipements de production avec pour conséquence des rejets polluants dans l'environnement .

En effet, d'après les renseignements pris auprès des principaux clients du parc industriel, les pannes d'électricité entraîneraient les conséquences suivantes :

- pour Norsk-Hydro : après 1 heure, des pertes économiques. Après 4 heures, un débalancement du système de contrôle des effluents liquides, une perte de contrôle et des risques plus élevés de déversement dans le milieu;

- pour ABI : en cas de pannes de courte durée, seulement des problèmes économiques. Pour des pannes dépassant 4 heures, la situation devient critique et après 12 heures, c'est la catastrophe : l'ensemble des brasques (cuves) devraient être jetés, ce qui signifie un arrêt de production d'au moins 6 mois et le rejet de centaines de tonnes de déchets solides;
- pour ICI : en cas de panne, la qualité des effluents est perturbée et l'on perd également le contrôle sur les déchets solides.

En conclusion, la commission ne retient pas l'allégation voulant qu'Hydro-Québec ait proposé la construction de la centrale Bécancour pour assurer les charges d'urgence des clients industriels. Elle reconnaît toutefois que la solution proposée résout par le fait même certains de leurs problèmes et que le maintien de l'intégrité des procédés de fabrication évite des pertes économiques pouvant devenir importantes de même que la décharge de rejets industriels dans l'environnement.

CHAPITRE 5

Les variantes du projet

Ce chapitre est consacré à l'analyse des principales variantes considérées par le promoteur à l'intérieur du projet TAG. Elle porte sur le choix du combustible, le choix du site de la centrale, le choix de l'emplacement des réservoirs de combustible sur le site retenu et le choix du type de turbine. Pour chacun de ces éléments, la commission a passé en revue les options envisagées, les critères de sélection utilisés par le promoteur et l'option qu'il a retenue.

5.1 Le choix du combustible

Les turbines à gaz utilisent habituellement le mazout n° 2 ou le gaz naturel comme combustible. Hydro-Québec a demandé à une firme d'ingénieurs-conseils de faire une étude sur le choix du combustible. Celle-ci a utilisé les critères de sélection suivants :

- la disponibilité du combustible;
- la fiabilité et la garantie d'approvisionnement;
- l'impact environnemental;
- les coûts d'investissement et d'exploitation;
- les risques d'accidents et d'impacts possibles sur la centrale nucléaire Gentilly 2.

L'étude du consultant (document A47) montre clairement qu'à l'exception du critère de l'impact environnemental, le mazout n° 2 l'emporte sur le gaz naturel en ce qui a trait aux autres critères de sélection utilisés dans ce cas. Le premier critère, la disponibilité du combustible, élimine à lui seul le gaz naturel, car le fournisseur, la compagnie Gaz Métropolitain inc. (GMI), ne peut pas assurer à Hydro-Québec un approvisionnement garanti de gaz naturel, en période de pointe, dans un avenir prévisible.

Les résultats de l'étude du consultant se résument ainsi :

- la disponibilité du combustible doit pratiquement atteindre les 100 %. Le mazout est disponible à partir de Montréal, de Québec, de Trois-Rivières et de Drummondville et il peut être livré par camions-citernes et stocké sur le site en quantité suffisante pour assurer à la centrale de Bécancour une autonomie d'exploitation de 72 heures. Le gaz naturel ne serait disponible que si l'on construisait une conduite sous-fluviale raccordée au gazoduc de la Trans-Québec-Maritimes situé sur la rive nord du Saint-Laurent et que si Hydro-Québec s'engageait à acheter un volume minimal important de gaz naturel. En dehors des considérations de coût, la fiabilité du réseau de transport gazier pourrait ne pas atteindre l'objectif visé;
- les émissions d'oxydes d'azotes et de bioxyde de soufre avec le mazout n° 2 seront en deçà des normes horaires et quotidiennes existantes; l'avantage que possède le gaz naturel dans ce domaine, particulièrement en matière de bioxyde de soufre, serait faible, selon le consultant, à cause du faible taux annuel d'utilisation prévu;
- les coûts d'investissement avec le gaz naturel sont d'au moins 50 % plus élevés qu'avec le mazout n° 2, tandis que les coûts d'exploitation avec le gaz naturel sont estimés à au moins deux fois plus. Les écarts sont de 3,8 millions de dollars pour les installations et d'environ 4,8 millions de dollars par année pour l'exploitation;
- l'utilisation éventuelle du gaz naturel sur un site nucléaire exige l'autorisation de la CCEA, ce qui signifie qu'il faudrait qu'Hydro-Québec prenne des précautions particulières et démontre à la CCEA, par des études de risque détaillées, que l'utilisation de gaz naturel sur le site nucléaire peut être sécuritaire.

Il est à noter que le consultant a considéré dans son étude, trois possibilités pour le transport du mazout : par voie maritime, par voie ferrée et par voie routière. La première a été rejetée à la fois pour des raisons économiques (frais de stockage intérimaire sur le quai), des raisons environnementales (effets écologiques potentiels) et des raisons de disponibilité (difficultés en hiver). La deuxième possibilité a été également rejetée à cause des lenteurs du service et du manque de capacité suffisante, en wagons-citernes, des installations de chargement des fournisseurs. La commission note cependant que ce dernier inconvénient pourrait néanmoins être compensé par une augmentation de la capacité de stockage sur le site (M. François Hébert, CN, communication verbale).

La commission a voulu approfondir les raisons pour lesquelles GMi ne pouvait pas garantir les livraisons de gaz nécessaires au bon fonctionnement de la centrale TAG. Pour cela, elle a demandé copie de la réponse de GMi à une demande d'Hydro-Québec portant sur les possibilités et les conditions d'approvisionnement en gaz naturel pour trois de ses projets, dont celui de Bécancour (document A46). La commission a rencontré deux représentants de GMi pour vérifier si le point de vue de cette entreprise a bien été résumé par Hydro-Québec dans son rapport d'avant-projet (document A1) et pour se faire expliquer certains passages du document A46 qui demandaient des compléments d'information.

De cette rencontre, il est clairement ressorti que GMi éprouve des difficultés à faire face aux demandes d'approvisionnement pendant des périodes qui coïncident d'ailleurs avec les pointes de demande d'électricité se produisant en hiver. Pour faire face à ces difficultés et pour pouvoir satisfaire les besoins croissants de sa clientèle, GMi encourage déjà ses clients à utiliser du mazout durant ces périodes de pointe. Par ailleurs, pour amortir les coûts du renforcement de l'infrastructure du transport de gaz, il convient que la capacité ajoutée soit utilisée au maximum, ce qui n'est pas le cas pour un projet tel que la centrale de Bécancour qui n'utiliserait le gaz qu'en période de pointe. Sinon, le coût supplémentaire, déterminé non pas par la quantité de gaz effectivement consommée mais par un volume de gaz minimal garanti (volume assez élevé, imposé par le distributeur de gaz), devient prohibitif.

Comme le projet du terminal méthanier n'est pas plus avancé aujourd'hui qu'en 1989 et qu'il n'est pas mené activement, l'utilisation du gaz naturel importé ne peut être envisagée que pour des projets à long terme. Par ailleurs, GMi ne semble pas envisager d'augmenter sa propre capacité de

stockage. Enfin, Hydro-Québec n'est pas prête, pour un ensemble de raisons technico-économiques et liées à la sécurité, d'entreprendre un projet de stockage de gaz naturel qui nécessiterait la construction d'une usine de liquéfaction (document A61, p. 30).

En conclusion, la commission considère comme acceptable le choix d'Hydro-Québec d'utiliser du mazout n° 2 comme combustible pour l'alimentation de la centrale TAG de Bécancour. Comme, par ailleurs, le gaz naturel est un combustible moins polluant que le mazout, que l'utilisation du gaz naturel nécessite une concertation avec GMi et que les délais de réalisation d'un projet d'envergure dans ce domaine sont très longs, la commission estime qu'il est important qu'Hydro-Québec planifie, le cas échéant, de concert avec GMi, les moyens pour assurer l'approvisionnement en gaz naturel des centrales à combustion fossile dont la construction est prévue dans son plan de développement.

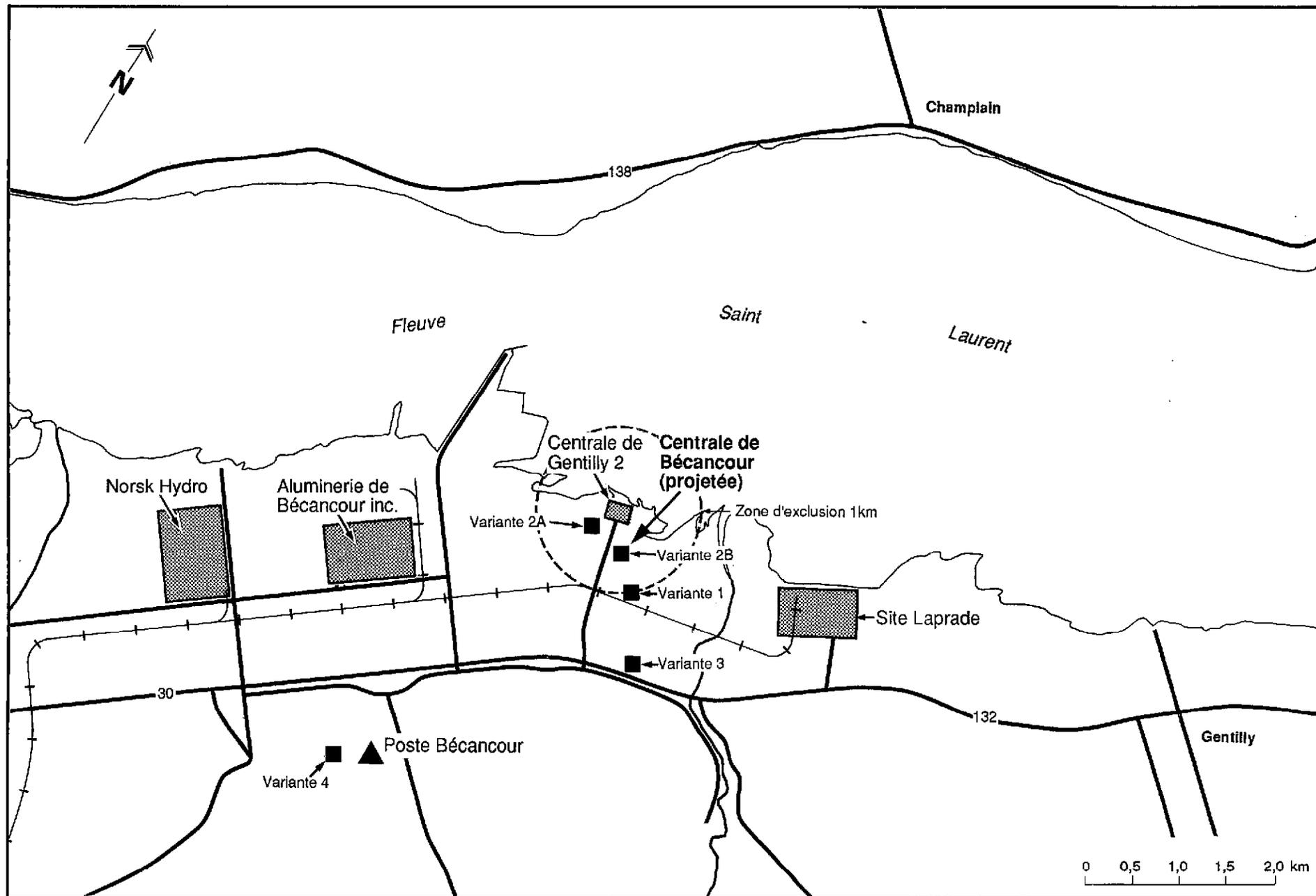
5.2 Le choix du site de la centrale

Si Hydro-Québec avait voulu construire une centrale électrique pour satisfaire uniquement les besoins de pointe, elle aurait choisi un site à La Citrière où elle possède déjà une centrale à gaz (audience, 1^{re} partie, vol. 7, p. 13 et 22).

Cependant, pour le promoteur, le besoin en réalimentation électrique de la centrale nucléaire Gentilly 2 favorise des sites situés à proximité de cette centrale, car la fiabilité de réalimentation y est plus élevée. Hydro-Québec a retenu cinq possibilités, dont trois à l'intérieur de la zone d'exclusion de la centrale nucléaire, c'est-à-dire en deçà d'une distance de 1 000 m du réacteur. Voici les principales caractéristiques de ces sites (figure 5.1) :

- variante 1 : à l'intérieur de la zone d'exclusion, à 800 m du réacteur;
- variante 2A : à l'intérieur de la zone d'exclusion, à 350 m du réacteur, près de l'aire de stockage des déchets radioactifs (ASDR), à l'endroit initialement prévu pour la construction d'une centrale à vapeur devant alimenter l'usine d'eau lourde à Laprade;

Figure 5.1
VARIANTES DE LOCALISATION DE LA CENTRALE PROJÉTÉE DE BÉCANCOUR



Source: Centrale de Bécancour, Rapport d'avant-projet,
Hydro-Québec, janvier 1991

- variante 2B : à l'intérieur de la zone d'exclusion, à 450 m du réacteur;
- variante 3 : à l'extérieur de la zone d'exclusion, à 1 900 m du réacteur, sur un terrain appartenant présentement à Énergie atomique du Canada ltée (EACL);
- variante 4 : à l'extérieur de la zone d'exclusion, à 8 000 m du réacteur, près du poste Bécancour, sur les terrains du Parc industriel et portuaire de Bécancour.

On pourrait se demander pour quelle raison Hydro-Québec n'a retenu que cinq sites, dont deux seulement à l'extérieur de la zone d'exclusion. Ceci reflète la préférence d'Hydro-Québec pour un site très proche de Gentilly 2 afin d'assurer le maximum de fiabilité à la réalimentation des circuits auxiliaires de cette centrale et, pour les sites situés à l'extérieur de la zone d'exclusion, sa préférence pour les emplacements qui ne nécessitent pas de longues négociations pour l'acquisition des terrains.

Comme il a déjà été mentionné, Hydro-Québec s'est fixée un niveau de fiabilité particulièrement élevé (97 %) pour la centrale destinée à assurer la réalimentation des auxiliaires de Gentilly 2. Cette exigence élimine beaucoup de sites possibles et ne laisse qu'un choix limité, dans le voisinage immédiat de la centrale, car la fiabilité de réalimentation diminue avec la distance à cause de la longueur plus élevée des lignes de transmission.

D'une part, la commission n'est pas convaincue qu'une fiabilité supérieure à celle établie lors de la conception soit absolument nécessaire. Par ailleurs, elle déplore qu'Hydro-Québec n'ait pas aussi exigé, dès le départ, un critère plus quantitatif en matière de protection d'environnement, ou tout au moins présenté des directives à ce sujet. Enfin, la commission n'est pas en mesure de juger si Hydro-Québec n'aurait pas pu retenir d'autres sites pour en faire l'évaluation.

Hydro-Québec a demandé à une firme de consultants de faire une évaluation des cinq sites retenus. Le consultant (document A29) a utilisé une grille de 17 critères, dont les plus importants étaient :

- la fiabilité de la réalimentation des auxiliaires de Gentilly 2, telle qu'évaluée d'après la simplicité du raccordement électrique avec la centrale;
- la facilité d'exploitation et la disponibilité d'expertise technique;
- l'impact sur l'environnement, en particulier sur le sol et la végétation;
- les coûts supplémentaires d'implantation.

Les coûts comprennent l'aménagement du site, les travaux mécaniques (installations d'eau déminéralisée, installations d'eau de protection incendie et desserte en eau de service; ces dépenses concernent seulement les variantes 3 et 4), les travaux électriques (poste de départ, raccordements électriques entre les groupes TAG et Gentilly 2 et, pour la variante 4 seulement, les modifications au poste Gentilly 2) et les imprévus.

D'après les principaux critères de sélection retenus, les experts en sont venus aux résultats suivants :

- la fiabilité est maximale pour les variantes 2A et 2B, excellente pour les variantes 1 et 3 (97 % et plus) et probablement insuffisante (moins que 97 %) pour la variante 4. Il est à noter qu'aucun calcul formel n'est présenté;
- la facilité d'exploitation est maximale pour les variantes 2A et 2B, excellente pour la variante 1, très bonne pour la variante 3 et moins bonne pour la variante 4. Il est à noter que la proximité de la centrale Gentilly 2, par sa disponibilité en expertise technique, améliore la fiabilité de la réalimentation en cas de démarrage assisté par des opérateurs;
- l'impact environnemental est minimal pour les variantes 2 et 4; les variantes 1 et 3 nécessitent des déboisements importants;

- le coût est minimal pour les variantes 2A et 2B, d'environ 40 % plus élevé pour les variantes 1 et 4, et de plus du double (120 %) pour la variante 3. (Il est bon de mettre les chiffres en perspective. Les variantes 2A et 2B coûtent quelque 28 millions de dollars, la variante 3, près de 62 millions de dollars. Si la différence, qui est de 34 millions, peut paraître élevée, elle ne représente que 9 % du coût total du projet qui est de 388,7 millions.)

Le consultant conclut que, selon les critères retenus, les variantes 2A et 2B sont les plus avantageuses à tout point de vue; comme la variante 2A est située à moins de 150 m de l'ASDR, l'option favorisée est la variante 2B. Hydro-Québec a endossé ce choix. Dans l'annexe 11, on retrouve le sommaire d'une analyse qui compare les effets négatifs sur la sûreté de Gentilly 2, attribuables à la localisation de la centrale TAG à l'intérieur de la zone d'exclusion, et les effets bénéfiques résultant d'une fiabilité accrue de la réalimentation électrique des services auxiliaires de Gentilly 2.

La commission admet que la variante 2B est, d'après les quatre critères retenus, la meilleure solution parmi les variantes considérées. Elle s'interroge cependant sur l'importance accordée au critère de fiabilité qui, comme il a été indiqué plus haut, exclut par le fait même bon nombre de sites potentiels situés à l'extérieur de la zone d'exclusion.

Par ailleurs, la commission a examiné s'il était opportun de placer la centrale TAG à l'intérieur de la zone d'exclusion de la centrale Gentilly 2, à la fois à cause des dangers inhérents à la proximité entre les deux centrales et à cause des inquiétudes soulevées par plusieurs participants (voir section 3.5.1). Elle aurait souhaité que le consultant examine également la question du risque associé à la proximité de Gentilly 2 et que, dans le choix du site, le critère de risque supplémentaire ait été pris en considération.

Hydro-Québec précise, en répondant à une question du mouvement STOP :

«Le site peut être ailleurs que dans la zone d'exclusion. Par contre, l'évaluation des sites potentiels démontre que le site retenu, à l'intérieur de la zone d'exclusion de la centrale de Gentilly 2, est optimal sur le plan de la fiabilité, de l'économie et de la simplicité d'exploitation.» (document A61, p. 20)

La commission reconnaît volontiers que l'expression «zone d'exclusion» éveille le sens de danger et véhicule l'idée d'interdit. Elle a retenu cependant les explications du représentant de la CCEA qui a affirmé que le but de la zone d'exclusion est de «protéger la population des matières radioactives», en créant «une zone tampon pour assurer une certaine dilution aux produits radioactifs qui pourraient être relâchés en cas d'incidents nucléaires» (audience, 1^{re} partie, vol. 7, p. 48).

Pour ce qui est des dangers inhérents à la proximité des deux centrales, la commission estime que ces dangers sont faibles, quoique des inquiétudes subsistent en ce qui concerne la localisation de l'aire de stockage et de dépotage du combustible (voir la section 6.9).

Par ailleurs, la commission est sensible aux inquiétudes exprimées par la population à cet égard. Elle aurait souhaité qu'Hydro-Québec puisse trouver un site à l'extérieur de la zone d'exclusion pour éliminer toute perception négative de la part de la population sur les effets potentiels d'une centrale sur l'autre.

Enfin, la commission tient à souligner que l'élément le plus problématique, en ce qui a trait aux risques inhérents à la proximité des deux centrales, n'est pas l'emplacement de la centrale TAG elle-même, mais plutôt celui des réservoirs de combustible.

La commission considère donc comme acceptable le choix de la variante 2B proposée par Hydro-Québec comme site éventuel de la centrale du projet TAG, sans pouvoir affirmer pour autant qu'il s'agit de la «meilleure» solution.

5.3 Le choix de l'emplacement des réservoirs de combustible

Du point de vue de la fiabilité de fonctionnement du système d'approvisionnement en combustible, du coût d'investissement des installations, de l'impact sur l'environnement (déboisement) et de la surveillance des opérations de réception et de stockage du mazout, le meilleur emplacement des réservoirs de combustible serait à proximité de la centrale. C'est pour ces raisons qu'Hydro-Québec avait initialement opté pour un emplacement situé à proximité de la future centrale (variante 1).

Par la suite, un comité d'experts internationaux, mandaté par Hydro-Québec pour évaluer les risques découlant de l'exploitation d'une centrale à turbines à gaz à proximité d'une centrale nucléaire, a demandé l'étude d'une variante d'emplacement des réservoirs de mazout, situé un peu plus loin de la centrale. Dans son rapport d'avant-projet (document A1), Hydro-Québec avait présenté les plans d'un emplacement situé à 350 m du bâtiment de production, c'est-à-dire à quelque 900 m de la centrale Gentilly 2 (variante 2) mais, lors de la première partie de l'audience publique, elle a déposé l'ensemble des études effectuées à ce sujet (documents A23 et A24 et A30 à A36) pour affirmer qu'elle retenait, en définitive, un emplacement proche de la variante 1, à 78 m du bâtiment de production.

L'annexe 11 présente le rapport de synthèse (document A28) qui résume ces études et qui fait le point sur le dossier de la localisation du parc de stockage du combustible pour la centrale TAG.

Le comité d'experts internationaux, dans son deuxième avis (document A78), émet un jugement sévère à l'égard des études qui lui ont été soumises. Sa principale critique est que l'ensemble de ces études ne constitue pas «une étude de sûreté poussée». Il reproche notamment à certains consultants d'Hydro-Québec d'avoir exclu, d'entrée de jeu, la possibilité d'une explosion suivie d'une boule de feu. Il reproche également l'utilisation, par les consultants, d'hypothèses qui ne tiennent pas toujours compte des pires événements possibles. Par exemple, l'estimation du flux thermique à la surface des flammes serait en dessous des valeurs habituellement utilisées ou mesurées (20 kWm^{-2} au lieu de 30 kWm^{-2} ou même de 40 kWm^{-2}), l'estimation du flux serait aussi «optimiste» dans le champ proche; l'approche utilisée dans la modélisation de l'explosion n'est pas «majorante», etc. D'autres exemples sont les hypothèses selon lesquelles les spécifications seront bien respectées en ce qui concerne les soudures du toit des réservoirs et les procédures seront bien suivies (huiles non polluées, pas d'eau au fond des réservoirs).

Deux autres critiques méritent d'être relevées : l'utilisation de seuils d'exposition trop élevés, en particulier le seuil de 5 kWm^{-2} pour des brûlures sur la peau, et le fait que la conception précise des réservoirs ne soit pas encore terminée.

D'autres critiques mineures portent sur des contradictions apparentes entre les différents rapports et sur des carences dans la couverture statistique des bases de données historiques d'accidents.

En résumé, le comité, qui n'a pas effectué lui-même d'études de sûreté, se déclare insatisfait des rapports d'Hydro-Québec et réitère sa préférence pour la variante 2 (aussi appelée B-1) de l'emplacement des réservoirs de mazout.

Hydro-Québec a réagi à l'avis du comité des experts internationaux en transmettant au comité un certain nombre de commentaires (document A76) défendant, notamment, son approche en matière d'analyse des causes éventuelles d'explosion et des conséquences de ces explosions. Elle réitère les raisons pour lesquelles elle a rejeté l'hypothèse des explosions suivies de boules de feu.

Par ailleurs, Hydro-Québec a informé le comité que «l'entreprise finalisera l'analyse préliminaire des dangers quant au site B-1 (une fois optimisé), pour la localisation du parc de stockage du carburant», et affirme qu'«un mémoire sera par la suite soumis au comité pour confirmation finale» (document A80).

Le 31 août 1991, Hydro-Québec informait la commission qu'elle retenait maintenant la variante 2 pour l'emplacement des réservoirs de mazout et du quai de dépotage. Le 4 septembre 1991, la commission recevait copie du mémoire qu'Hydro-Québec avait préparé à l'intention du comité d'experts (document A81).

Ce mémoire décrit la variante B-1 «optimisée», établit les critères de risque, décrit les cibles potentielles et analyse les conséquences d'accidents.

L'emplacement de la zone de stockage se trouve à 350 m du bâtiment de la centrale TAG, à 885 m du réacteur de la centrale Gentilly 2, à 650 m de l'aire de stockage des déchets radioactifs (ASDR), à 670 m du poste de transformation, à 800 m d'une route à grande circulation, à 900 m des habitations et à 90 m de la ligne à haute tension 230 kV et de la route d'accès à Gentilly 2.

Les critères de risque sont les suivants :

- le flux thermique acceptable est de 5 kW/m² et de 12 kW/m² respectivement pour les expositions de longue et courte durée, pour les éléments «sensibles»; (la limite de 5 kW/m² constitue selon le comité d'experts une limite inférieure aux blessures graves et à la possibilité de mortalité si la fuite est possible en moins de 60 secondes);
- les réservoirs de mazout doivent être localisés à au moins 50 m de toute voie ferrée (dans ce cas-ci, la voie ferrée du CN est pratiquement désaffectée à la hauteur de G2) et au moins 65 m de toute ligne électrique;
- les installations doivent pouvoir subir les conséquences des accidents suivants :
 - feu dans le bassin de rétention;
 - «pseudo-boule de feu» lors d'un incendie;
 - explosion mélange air-vapeur (réservoir vide);
 - explosion mélange air-vapeur (protection de «missile»);
- les ondes de surpression causées par une explosion devraient être inférieures à 50 millibars (ce critère correspond à des dommages du type vitres fracassées, fissures dans les murs de plâtre et des dommages mineurs à certains immeubles).

Les cibles potentielles sont les objets déjà mentionnés : la centrale Gentilly 2, le bâtiment de la centrale TAG, l'ASDR, le poste de transformation, la ligne à haute tension, les routes à grande circulation, la route d'accès et les habitations. Une usine de chlore située à 1 100 m a également été considérée.

L'analyse des conséquences d'accident comprend une description de la méthodologie utilisée dans le calcul du flux thermique et de la surpression, les résultats des calculs qui indiquent les distances à partir desquelles les critères de risques sont respectés et une discussion sur l'acceptabilité de l'emplacement du parc de stockage proposé.

Les équations utilisées sont celles proposées par le comité d'experts, révisées pour «améliorer le calcul des conséquences». Cette révision touche particulièrement le traitement de ce qu'Hydro-Québec appelle

«pseudo-boule de feu». Hydro-Québec note que dans la bibliographie existante, «une proportion seulement de la masse de combustible contribue à la création d'une pseudo-boule de feu et que le rayon moyen de cette dernière dépasse rarement 200 mètres pour du combustible se rapprochant du mazout n° 2». La proportion de la masse en question n'est cependant pas indiquée. Le flux thermique à la surface de la pseudo-boule de feu a été évalué mais sa valeur n'est pas indiquée non plus. L'évaluation faite par Hydro-Québec a été confirmée par le logiciel TNO développé par le Bureau for Industrial Safety de la Hollande. L'atténuation du flux thermique a été calculée d'après un modèle utilisé en France.

Les distances «sécuritaires» ont été calculées pour les cinq types d'accident énumérés plus haut. Pour le pire accident, la «pseudo-boule de feu», la distance sécuritaire serait de 750 m. D'après Hydro-Québec, «le flux thermique de 5kW/m^2 est respecté en tout temps pour les éléments sensibles hors-site ainsi que pour la centrale de Gentilly 2». Pour ce qui est d'autres cibles, Hydro-Québec indique que le flux thermique à 650 m, à l'endroit de l'ASDR, serait de 8kW/m^2 , mais note qu'une plateforme d'un mètre de béton élimine toute conséquence sur le système de stockage de déchets radioactifs. (Dans le document A77, p. 8, il est cependant indiqué que les couvercles des fosses ont 0,4 m d'épaisseur.)

Pour ce qui est des ondes de surpression, la distance sécuritaire serait de 65 m. Hydro-Québec n'indique pas de distance sécuritaire pour les projections de «missiles».

La conclusion qui se dégage à la lecture du mémoire d'Hydro-Québec est à l'effet que l'emplacement du stockage de combustible retenu par Hydro-Québec est acceptable pour la centrale Gentilly 2 et pour l'ASDR, car les conséquences d'une explosion majeure seraient négligeables à ces endroits, mais un doute subsiste concernant les conséquences éventuelles sur la centrale TAG, car ce cas n'a pas été explicitement traité.

Il faut enfin souligner que le mémoire d'Hydro-Québec s'inscrit dans la «phase 1» de la procédure d'acceptation d'une activité industrielle à risque, telle que définie par le comité d'experts internationaux. Cette première phase vise la confirmation de la faisabilité technique et environnementale du projet. La deuxième phase, qui vise l'approbation de l'exploitation de l'installation ainsi que l'acceptation du concept et du site, comprend les éléments suivants :

- étude des dangers : analyse qualitative, quantification des conséquences et quantification des probabilités;
- élaboration du plan d'urgence : plan interne et plan d'intervention extérieur.

La commission reste sous l'impression d'un travail inachevé. Dans l'état actuel du dossier, il lui est difficile d'émettre une opinion à ce sujet.

La commission déplore vivement que la controverse concernant la possibilité de la création d'une boule de feu en cas d'explosion d'un réservoir de mazout n'ait pas été résolue avant le dépôt de l'étude d'impact. Elle estime, comme certains consultants, que la variante 2 de l'emplacement des réservoirs de mazout présente moins de risques pour la centrale de Bécancour de même que pour la centrale Gentilly 2. Elle est d'avis que cette dernière variante respecte, dans l'ensemble, les recommandations faites par le comité d'experts internationaux sur le plan du site.

La commission estime donc, sur la base de l'ensemble du dossier, qu'une confirmation finale de l'acceptabilité de l'emplacement de la variante 2 devrait être obtenue du comité d'experts internationaux à la suite d'une analyse complète et détaillée.

La commission estime également qu'Hydro-Québec doit établir, de concert avec le service d'incendie de la ville de Bécancour, un plan d'urgence pour prévoir les mesures à prendre en cas d'incendie ou d'explosion.

5.4 Le choix du type de turbine

A priori, Hydro-Québec pouvait choisir entre deux types de turbines à gaz : le type aviation, déjà employé à la centrale La Citière, et le type industriel. Le besoin de réalimentation des services auxiliaires de la centrale Gentilly 2, en moins de 30 minutes, élimine le premier type car la puissance minimale nécessaire est de l'ordre de 60 MW, tandis que la puissance maximale des turbines de type aviation est de 32,5 MW et que la synchronisation de deux groupes de turbines compromet la fiabilité du démarrage à l'intérieur du temps prescrit (document A1, p. 51).

Selon Hydro-Québec, les turbines à gaz de type industriel éprouvées sont celles manufacturées par Générale Électrique, ASEA Brown Boveri, Westinghouse et Simons/Pratt & Whitney Canada. Comme la puissance maximale des turbines des deux premiers manufacturiers se trouve autour de 85 MW et que celle des autres turbines est légèrement supérieure à 100 MW, le choix était entre quatre groupes du premier type de turbine ou trois groupes du deuxième type.

En se fiant sur des critères techniques et environnementaux, Hydro-Québec a opté pour les turbines Générale Électrique et a passé la commande des quatre turboalternateurs avant même la tenue de l'audience publique (audience, 1^{re} partie, vol. 1, p. 51). En procédant ainsi, Hydro-Québec «s'assurait d'obtenir les turbines en temps voulu en évitant ainsi les mauvaises surprises» (audience, 1^{re} partie, vol. 1, p. 52). Il semblerait que des délais de livraison de l'ordre de deux à trois ans soient à l'origine de cette situation (Doucet, annexe 4, p. 34). Dans le rapport d'avant-projet, Hydro-Québec précise que le «constructeur retenu a donc fait la preuve de la fiabilité et de la grande disponibilité de ses équipements, qui devront aussi assurer un temps de prise de la pleine charge relativement court» (document A1, p. 54).

À l'examen des données présentées dans l'étude d'impact, la commission a constaté que les turbines Générale Électrique sont les moins polluantes en matière d'émissions de NO_x, avec 60 ng/J, contre 80, 90 et 100 ng/J pour les autres turbines. En matière d'émissions de SO₂, les turbines s'équivalent, en proportion directe de leur rendement énergétique.

Il faut néanmoins souligner que, pour le modèle de turbine retenu, le taux d'émission de NO_x (60 ng/J) respecte la norme québécoise d'émission pour les turbines à gaz (1 300 ng/J), mais est légèrement supérieur à celui recommandé par le Conseil canadien des ministres de l'Environnement (50 ng/J) (document C8, p. 127). Hydro-Québec se dit consciente de cette situation, mais affirme que «les manufacturiers garantissent normalement un taux d'émission nettement supérieur aux performances réelles des turbines vendues, étant donné les pénalités qui leur sont imposées en cas de non-respect des seuils garantis», que «cette situation a été observée pour les turbines des deux centrales TAG de l'entreprise», et que «tenant compte de ce facteur, il est probable que la ligne directrice CCME de 50 ng/J sera de toute façon respectée» (document A77, p. 14).

La commission estime que le choix d'Hydro-Québec est acceptable, mais elle n'est pas en mesure d'affirmer qu'il n'existe pas sur les marchés mondiaux d'autres types de turbines plus performantes sur les plans technique et environnemental.

La commission déplore que la planification de l'étude d'impact n'ait pas tenu compte du délai de livraison de l'ensemble des équipements et que le choix des turbines ait fait l'objet d'une entente liant Hydro-Québec avant la tenue de l'audience publique.

Elle estime qu'il est primordial qu'Hydro-Québec soumette plus hâtivement ses projets à la procédure d'évaluation et d'examen public, permettant ainsi à la consultation publique de remplir pleinement son rôle.

CHAPITRE **6**

L'évaluation des impacts et des risques associés au projet

Ce chapitre présente une description et une évaluation des impacts découlant de la construction et de l'exploitation éventuelles de la centrale à turbines à gaz de Bécancour. La commission a porté une attention particulière aux impacts ayant suscité le plus de commentaires de la part des participants lors de l'audience, soit ceux associés à l'émission de polluants atmosphériques en période d'exploitation (impacts sur la qualité de l'air, sur la santé humaine et sur la production agricole). La commission s'est également longuement attardée sur les risques d'incendie et d'explosion associés à l'entreposage de mazout léger à l'intérieur de la zone d'exclusion de la centrale nucléaire Gentilly 2.

6.1 Les impacts sur la qualité de l'air

L'évaluation des impacts des émissions de la centrale sur la qualité de l'air dans la région de Bécancour comprend quatre étapes :

- une évaluation de la qualité actuelle de l'air ambiant;
- une évaluation de la climatologie locale;
- une évaluation de la dispersion des principaux polluants émis par la centrale;
- une évaluation des impacts cumulatifs des émissions de la centrale et des principales sources locales.

L'évaluation des impacts est basée sur une comparaison des concentrations de polluants dans l'air ambiant par rapport aux normes fixées dans le Règlement sur la qualité de l'atmosphère.

Les polluants atmosphériques produits par l'exploitation d'une centrale à turbines à gaz sont surtout composés d'oxydes d'azote (NO_x) et d'anhydride sulfureux (SO_2). La combustion de mazout entraîne également l'émission de matières particulaires et d'hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP); les matières particulaires ont la propriété de pouvoir retenir par adsorption les HAP, dont un certain nombre sont reconnus comme toxiques, cancérigènes ou promoteurs d'affections diverses (Introduction à la pollution atmosphérique, 1986).

6.1.1 Les normes québécoises

Le Règlement sur la qualité de l'atmosphère (RRQ, 1981, c. Q-2, r. 20) définit les concentrations maximales dans l'atmosphère d'un certain nombre de contaminants (particules en suspension, retombées de poussières, plomb, SO_2 , NO_2 , O_3 , CO , H_2S). Le Règlement détermine aussi des limites et des normes d'opacité d'émission de contaminants atmosphériques pour diverses catégories d'activités industrielles. Il fixe également la teneur maximale en soufre pour le mazout lourd (2,5 %), le mazout intermédiaire (1 %) et le mazout léger (0,5 %). Le Règlement est actuellement en cours de révision.

- Les normes d'émission des turbines à gaz

Les turbines à gaz retenues par Hydro-Québec permettent de respecter les normes d'émission fixées par le Règlement (1,3 g de NO_x par mégajoule d'énergie consommée et opacité maximale de 10 %). Il est à noter qu'il n'existe pas de norme d'opacité dans le cas de superposition de panaches issus de plusieurs sources adjacentes.

Selon le ministère de l'Environnement, ces normes d'émission ne seraient pas modifiées prochainement (document B24). Le plan de gestion pour les oxydes d'azote et les composés organiques volatils, entériné en novembre 1990 par le Conseil canadien des ministres de l'Environnement (CCME), recommande cependant l'application en 1994 de normes plus strictes quant aux émissions en NO_x des turbines à gaz (document C8).

D'après Hydro-Québec, le taux d'émission de NO_x par les turbines proposées serait légèrement supérieur aux recommandations du CCME. Toutefois, considérant le fait que les manufacturiers garantissent normalement un taux d'émission nettement supérieur aux performances réelles des turbines vendues, le promoteur considère qu'il est probable que la ligne directrice du CCME (initiative N307) serait respectée (document A77).

- Les normes d'air ambiant

Les émissions d'une éventuelle centrale à Bécancour devraient respecter les normes d'air ambiant, en tenant compte de la qualité de l'air actuelle dans la région de Bécancour. La qualité de l'air ambiant est évaluée soit en estimant les sources d'émission locales, soit à l'aide de relevés (données disponibles de divers réseaux d'échantillonnage). Les concentrations de polluants atmosphériques entraînées par les émissions d'une centrale sont évaluées à l'aide de simulations numériques.

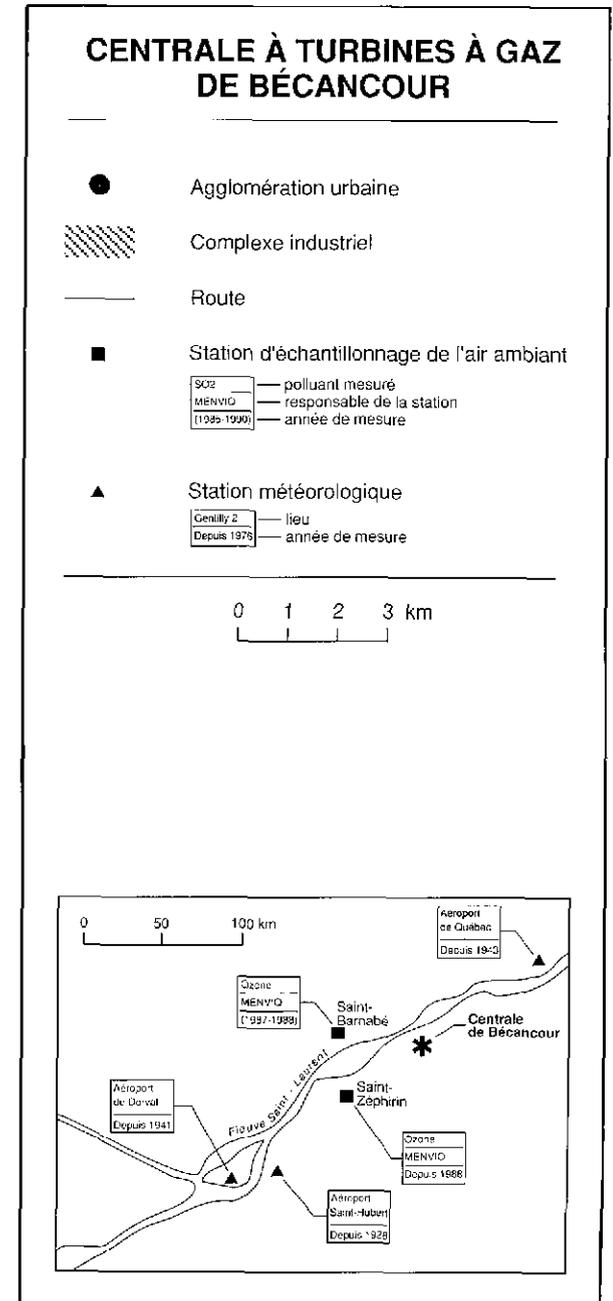
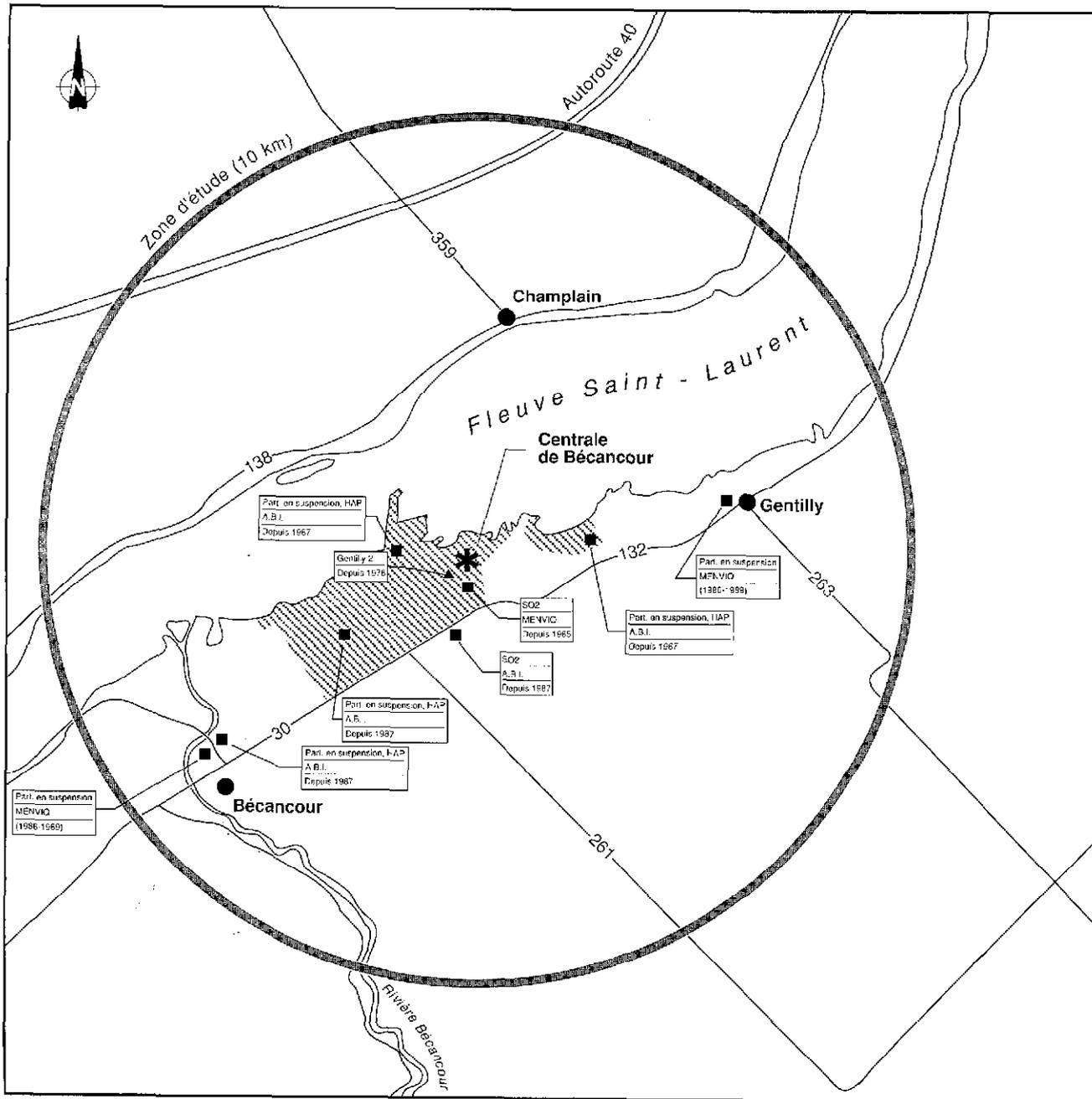
Pour les contaminants gazeux, le Règlement fixe des concentrations maximales sur une base horaire, journalière et annuelle. Pour les particules en suspension, le Règlement fixe des concentrations maximales journalière et annuelle. Le ministère de l'Environnement ne prévoit pas que les normes actuelles d'air ambiant pour le NO₂ et le SO₂ soient modifiées prochainement. Il ne peut préciser pour l'instant si la nouvelle réglementation fixera des normes d'émission ou des normes d'air ambiant pour les HAP (document B24).

6.1.2 La qualité actuelle de l'air ambiant dans la zone d'étude

Le promoteur a estimé la qualité actuelle de l'air ambiant à l'intérieur de la zone d'étude de façon à déterminer les concentrations cumulatives qu'entraîneraient les émissions de la centrale de Bécancour. Ces concentrations cumulatives doivent permettre de respecter les normes d'air ambiant du Règlement sur la qualité de l'atmosphère.

Deux réseaux d'échantillonnage de la qualité de l'air ambiant sont localisés dans la région de Bécancour. Ces réseaux englobent près d'une dizaine de stations d'échantillonnage; toutefois, les NO_x ne sont mesurés à aucune de ces stations (figure 6.1).

Figure 6.1 Emplacement des stations météorologiques et de la qualité de l'air



Source : Hydro-Québec, Centrale de Bécancour. Rapport d'avant-projet, Vol.II, janvier 1991

Le premier réseau est géré par le ministère de l'Environnement et est en exploitation depuis 1986. Ce réseau comprend trois stations. Les particules en suspension sont mesurées à l'extérieur du parc industriel (à Bécancour et à Gentilly), tandis que le SO₂ est mesuré à l'intérieur du parc, près de la localisation projetée de la centrale de Bécancour.

Le deuxième réseau est géré par la firme ABI (Aluminerie de Bécancour inc.) et est en activité depuis 1984. Ce réseau comprend cinq stations. Les particules en suspension et les HAP sont mesurés à l'intérieur du parc industriel (3 stations) et à Bécancour (1 station). Le SO₂ est mesuré à une station, face à l'aluminerie, au sud de l'autoroute 30.

- Les niveaux ambiants de NO₂

Pour le NO₂, les relevés effectués à une station de la ville de Québec (station Parc Cartier-Brébeuf) ont été utilisés à titre comparatif, ce polluant n'étant pas mesuré aux diverses stations localisées dans la région de Bécancour. Cette station est située à proximité d'une autoroute et de deux sources ponctuelles de NO_x (incinérateur et usine de pâtes et papiers).

Les concentrations observées à la station Parc Cartier-Brébeuf sont plus faibles en été qu'en hiver (décembre, janvier, février et mars). Les valeurs moyennes (moyennes mensuelles, maximums journaliers et maximums horaires) correspondent à environ 50 % de la norme du Règlement sur la qualité de l'atmosphère.

Une vérification auprès du ministère des Transports et du Service de circulation de la ville de Québec a permis d'établir que l'achalandage routier est plus élevé à proximité de la station Québec (environ 14 000 véhicules par jour) que dans la région de Bécancour (environ 8 000 véhicules par jour) (audience, 1^{re} partie, vol. 9, p. 92-98).

L'utilisation des niveaux ambiants mesurés à Québec pour évaluer la contribution en NO_x dans l'air ambiant découlant du transport dans la région de Bécancour semble donc conservatrice. Toutefois, tel que souligné en audience, la comparaison en matière d'achalandage routier est difficile à effectuer, le taux d'émission des NO_x dépendant du type de véhicule, de la vitesse de déplacement et du combustible utilisé (essence ou diesel). De plus, les contributions en NO_x attribuables au chauffage et

aux procédés industriels sont difficiles à comparer d'une région à l'autre, les niveaux ambiants pouvant être influencés par les caractéristiques d'émissions des différentes sources fixes et par la climatologie locale.

- Les niveaux ambiants de SO₂ et de particules en suspension

Pour le SO₂, les relevés effectués aux stations de Bécancour et Gentilly ont été utilisés (stations du ministère de l'Environnement). Les moyennes mensuelles, les maximums journaliers et les maximums horaires sont systématiquement plus élevés en été (mai, juin, juillet et août) que le reste de l'année, et peuvent atteindre 50 % de la norme. On note cependant un certain nombre de données manquantes en période estivale (juin 1987; avril, juillet et août 1988).

Pour les particules en suspension, les relevés effectués à la station localisée près du site proposé pour la centrale ont été utilisés. Les maximums mensuels des moyennes journalières sont plus élevés en été (jusqu'à 76 % de la norme) qu'en hiver (jusqu'à 56 % de la norme). Les moyennes géométriques annuelles correspondent à environ 40 % de la norme.

- Les concentrations de HAP dans les particules en suspension

La concentration de HAP dans les matières particulaires a été évaluée à l'aide des données recueillies aux diverses stations exploitées par la firme ABI (hivers de 1987, 1988 et 1989). Il est surprenant de constater que les concentrations de HAP dans les matières particulaires sont présentées sans que les concentrations de particules en suspension ne soient indiquées.

Pour les trois années, les moyennes géométriques annuelles varient entre 0,006 et 0,012 µg·m⁻³; les maximums annuels se produisent généralement en hiver et peuvent atteindre 60 fois la moyenne annuelle. Plusieurs données sont manquantes à l'hiver de 1987. Il est à noter qu'il n'existe pas de norme pour les teneurs en HAP dans les matières particulaires.

- La représentativité des données de qualité d'air ambiant

La représentativité des données utilisées par Hydro-Québec pour caractériser la qualité de l'air ambiant est difficile à évaluer. Les données de qualité de l'air ambiant dans la région de Bécancour ont été relevées entre 1986 et 1988, et le parc industriel a connu une expansion considérable depuis 1988 (mise en exploitation de l'usine Norsk-Hydro et de la troisième série de cuves d'ABI).

Pour le SO₂, les particules en suspension et les HAP dans les matières particulaires, les données présentées sont fragmentaires; plusieurs données sont manquantes (concentrations estivales de SO₂ et de HAP) tandis que d'autres ne sont pas présentées (concentrations de SO₂ et de particules en suspension aux stations d'ABI). Par ailleurs, les relevés des niveaux ambiants ont été effectués en milieu urbain pour les particules en suspension (agglomérations de Bécancour et Gentilly), et dans le parc industriel pour le SO₂ et les HAP.

Dans le cas du NO₂, l'absence de données locales introduit une incertitude difficilement quantifiable quant aux niveaux ambiants réels de ce polluant dans la zone d'étude.

En cours d'audience, Hydro-Québec a indiqué qu'advenant le cas où la centrale serait construite, une station mobile d'échantillonnage de polluants atmosphériques serait utilisée pour la première phase du suivi environnemental. La commission considère qu'une telle unité mobile aurait dû être utilisée par le promoteur pour valider les données de qualité de l'air ambiant lors de la préparation de l'Étude d'impact avant la construction de la centrale.

Compte tenu de l'expansion industrielle considérable de la région de Bécancour au cours des dernières années, et considérant la diversité des polluants émis par diverses sources fixes localisées dans le parc industriel, la commission estime qu'un réseau complet d'échantillonnage de qualité de l'air ambiant s'impose dans les plus brefs délais dans la région de Bécancour.

6.1.3 La climatologie

Certains paramètres météorologiques spécifiques sont utilisés pour simuler la dispersion des polluants atmosphériques émis par des sources fixes. Ces paramètres comprennent, entre autres, la température au sol, la pression barométrique, la nébulosité (hauteur des nuages et portion couverte du ciel) et le vent (vitesse et direction). Ces paramètres doivent être disponibles sur une base horaire et pour une période assez longue pour être statistiquement représentatifs de la climatologie locale (document A21).

Plusieurs stations météorologiques sont localisées dans la région de Bécancour. Pour diverses raisons, les données fournies par ces stations ne peuvent pas être utilisées pour la simulation de la dispersion des polluants émis par l'éventuelle centrale de Bécancour. Le choix d'une station météorologique se limite donc à celles de Montréal (Dorval et Saint-Hubert) et de Québec, localisées à plus de 100 km de Bécancour. Une discussion générale de la climatologie observée dans les régions de Montréal, Bécancour et Québec est présentée ci-après (d'après le document A79).

La région de Montréal est ouverte du côté ouest à la vallée de l'Outaouais, et au sud, à la vallée du Richelieu. Les directions des vents dominants à Dorval sont de l'ouest-sud-ouest et de l'ouest. La climatologie à Saint-Hubert est similaire à celle de Dorval; la composante sud est cependant plus prononcée, probablement à cause de l'influence de la vallée de la rivière Richelieu. Les vitesses de vent sont légèrement plus faibles à Dorval qu'à Saint-Hubert, le climat étant plus continental.

La station météorologique de la ville de Québec est localisée au pied du massif des Laurentides. La présence de cette barrière montagneuse et le rétrécissement du couloir fluvial font en sorte que les vents à Québec sont en moyenne plus forts qu'à Montréal; les vents dominants sont dans l'axe du fleuve, soit de l'ouest-sud-ouest et de l'est-nord-est. Les principales différences entre les stations de Montréal et de Québec consistent en l'absence de vent du sud et une fréquence élevée de vents de l'est-nord-est à Québec.

La région de Bécancour est relativement plane et ne présente pas les caractéristiques topographiques particulières observées dans la région de Montréal (présence de vallées) et de Québec (barrière montagneuse). On

suppose toutefois que les vents dominants en provenance de l'ouest-sud-ouest observés à Montréal et à Québec le seraient également à Bécancour, avec une composante du sud-ouest attribuable à la présence du lac Saint-Pierre.

Les stations météorologiques localisées dans la région de Bécancour sont les suivantes : station d'Hydro-Québec sur le site de la centrale Gentilly 2, exploitée depuis au moins 14 ans; station du ministère de l'Environnement, localisée à Bécancour et en activité depuis 1966; station de la firme ABI dans le parc industriel, active depuis décembre 1989; station exploitée par Lavalin Environnement inc. pendant l'été de 1981, non loin du site actuel d'ABI; station des Forces armées canadiennes à Nicolet, en marche depuis 1914 (information non divulguée).

Les données météorologiques disponibles pour ces stations locales ont été comparées à celles des stations de Dorval, Saint-Hubert et Québec. Les directions dominantes des vents à Gentilly se rapprochent plus de celles de Saint-Hubert que de celles de Québec. La station de Saint-Hubert a donc été choisie pour représenter la climatologie locale de Bécancour (document A21).

L'analyse des directions dominantes de provenance du vent et de leurs fréquences, pour la période 1951-1980 (à Saint-Hubert), permet de déterminer les secteurs les plus exposés aux émissions d'une éventuelle centrale :

- les vents les plus fréquents soufflent, par ordre décroissant, dans la direction des municipalités de Bécancour (vents du nord-est), de Champlain (vent du sud) et de Gentilly (vents du ouest-sud-ouest);
- les vents sont plus forts dans la direction de Bécancour (18-25 km/h) que dans la direction de Champlain ou Gentilly (12-20 km/h); les vents sont généralement plus faibles en été que le reste de l'année;
- les vents soufflant dans la direction de Trois-Rivières sont faibles et peu fréquents.

Après la réalisation de l'étude d'impact, de nouvelles données météorologiques devenues disponibles dans la région de Bécancour ont été analysées par le promoteur et ont révélé un régime de vent semblable à celui de Québec (absence de vents du sud). Ainsi, l'utilisation des

données météorologiques relevées à Saint-Hubert pour la simulation de la dispersion des émissions de la centrale de Bécancour pourrait entraîner une incertitude quant à l'évaluation des concentrations de polluants dans l'air ambiant.

Hydro-Québec a toutefois adopté une approche basée sur l'utilisation des concentrations maximales horaires et journalières associées aux pires conditions météorologiques. Ces pires conditions météorologiques ont été sélectionnées sur cinq années de données horaires (43 800 heures). Étant donné le nombre élevé de données horaires initialement considérées, le choix de la station météorologique aurait par conséquent une faible influence quant à la simulation des concentrations maximales.

Le choix de la station météorologique peut cependant avoir une influence sur l'évaluation des concentrations moyennes annuelles. Ces valeurs moyennes sont calculées par secteur de vent; des différences marquées dans la fréquence d'occurrence et l'intensité des vents dominants pourraient alors influencer les valeurs simulées pour certains secteurs.

Considérant le nombre important de sources de polluants atmosphériques dans la région de Bécancour, la commission est d'avis que tous les efforts possibles doivent être mis de l'avant de façon à ce que les paramètres utilisés pour la simulation de la dispersion des polluants soient mesurés aux stations météorologiques actuellement localisées dans la région (stations d'ABI et d'Hydro-Québec).

6.1.4 La simulation numérique de la dispersion des polluants

Il existe un nombre important de modèles mathématiques pouvant être utilisés pour simuler la dispersion et le transport de polluants atmosphériques. Certains modèles simples sont d'application générale tandis que d'autres, plus complexes, sont développés pour des applications particulières (par exemple, le modèle BLP pour les alumineries). Aucun modèle ne semble avoir été spécifiquement développé pour simuler la dispersion des émissions de turbines à gaz à cycle simple (document A2).

Les principaux facteurs à considérer pour la modélisation des émissions atmosphériques attribuables à une source fixe sont les caractéristiques géométriques de la source (dimensions des cheminées et des bâtiments), les caractéristiques physico-chimiques d'émission (température et vitesse

des gaz, volume d'effluent, taux d'émission de polluants), et les conditions particulières associées au site (climatologie, topographie).

Dans le cas de la centrale de Bécancour, les caractéristiques de la source et les caractéristiques d'émission entraînent deux phénomènes physiques particuliers, soit le rabattement des gaz d'échappement vers le sol et l'élévation des gaz d'échappement à de hautes altitudes. L'importance de ces deux phénomènes varie en fonction des conditions météorologiques. Le terme «panache» utilisé ci-après fait référence à la colonne formée par les gaz d'échappement à la sortie des cheminées.

Une des particularités des turbines à gaz à cycle simple réside dans le fait que la température et la vitesse des gaz d'échappement sont très élevées. Cette caractéristique entraîne une élévation du panache à de hautes altitudes (document A2), ce qui favorise une meilleure dispersion des polluants. Les concentrations maximales calculées au niveau du sol sont donc généralement plus faibles et observées plus loin de la source.

Le phénomène de rabattement du panache se produit lorsque l'écoulement de l'air à proximité d'une cheminée est perturbé par la présence d'un bâtiment; le panache est alors entraîné dans le sillage du bâtiment et dévié vers le sol. Des concentrations très élevées de polluants au niveau du sol peuvent alors être observées relativement près de la source. Le rabattement du panache est généralement moins prononcé en condition de vents faibles qu'en condition de vents forts.

On considère en général que les effets de rabattement du panache sont négligeables lorsque la cheminée est au moins 2,5 fois plus haute que le bâtiment (Introduction à la pollution atmosphérique, 1986). Pour la centrale de Bécancour, la hauteur de cheminée prévue correspond à environ 1,2 fois la hauteur du bâtiment des turbines; les effets de rabattement du panache devraient donc être pris en considération.

- Le choix du modèle

Au Québec, le choix du modèle de dispersion des polluants atmosphériques est laissé à la discrétion du promoteur. Ce choix doit cependant être justifié et l'approche utilisée doit être la plus sécuritaire (document A79).

Le modèle choisi par Hydro-Québec est le modèle REG 308, tiré du Règlement sur la qualité de l'air de l'Ontario (Environnement Ontario, 1987). Ce modèle est couramment utilisé pour l'évaluation de l'impact sur l'environnement de nouvelles sources d'émission de polluants atmosphériques. Des modules spéciaux peuvent être utilisés afin de tenir compte des effets de rabattement et de surélévation du panache.

Le choix du module relatif au calcul de la surélévation du panache a été fondé sur une revue de la documentation scientifique et sur une comparaison de la performance de différentes formulations quant à la prédiction de la surhauteur du panache observée à la centrale La Citière.

Le choix du module de rabattement du panache découlant de la géométrie des bâtiments n'a pas été discuté par le promoteur. Par conséquent, la commission estime qu'Hydro-Québec doit démontrer, avant la construction d'une centrale, que ce phénomène est négligeable, ou que les concentrations cumulatives maximales au sol simulées en tenant compte de ce phénomène permettent de respecter les normes d'air ambiant du Règlement sur la qualité de l'atmosphère.

- Le choix des scénarios d'émission

L'étude de projet de centrale à turbines à gaz a considéré seize variantes résultant de la combinaison de quatre modèles de turbines industrielles et de quatre systèmes d'alimentation en combustible (gaz naturel et mazout léger, avec ou sans injection d'eau). De façon à réduire le nombre de simulations, les systèmes présentant des caractéristiques d'émission semblables (diamètre de la cheminée, température et vitesse d'éjection des gaz) ont été considérés comme équivalents.

Les concentrations maximales horaires et journalières ont été simulées pour chacune des variantes, en considérant les données horaires conduisant aux concentrations au sol les plus élevées (pires conditions météorologiques). Ces données ont été sélectionnées sur cinq années complètes de données météorologiques (1983-1987).

Les concentrations moyennes annuelles ont été simulées pour une seule variante (trois turbines Westinghouse). Les résultats des simulations ont servi au calcul des zones d'impact principal et des fréquences d'occur-

rence des concentrations maximales horaires et journalières, par secteur de vent.

Selon le consultant, «La décision d'Hydro-Québec d'utiliser quatre turbines Générale Électrique avec huile et injection d'eau est récente et le temps alloué pour l'étude ne permettait pas de reprendre tous les calculs en fonction de cette option» (document A21, p. 6.12). Le promoteur ajoute que les fréquences totales d'exposition par secteur de vent devraient être les mêmes et que les zones d'impact principales devraient être du même ordre de grandeur (document A21, p. 6.20 et 6.26). Finalement, le promoteur indique qu'on «doit s'attendre à ce que les [concentrations moyennes annuelles] de NO₂ et de particules en suspension soient surestimées par rapport à l'option choisie, et sous-estimées pour le SO₂» (document A21, p. 6.24). Il importe donc d'apporter une attention particulière aux concentrations de SO₂ attribuables aux émissions de la centrale projetée.

La commission considère que l'utilisation de résultats obtenus pour une variante différente de celle retenue ajoute une imprécision difficilement quantifiable quant à l'évaluation des impacts associés aux émissions de polluants atmosphériques par la centrale.

- Les résultats des simulations

Les résultats des simulations ont indiqué que les concentrations horaires et journalières maximales de NO₂, de SO₂ et de particules varient de façon linéaire en fonction des taux d'émission et du nombre de turbines. Les concentrations maximales sont environ deux fois plus élevées en été qu'en hiver, principalement à cause de la turbulence thermique.

La variante proposée par Hydro-Québec entraîne des concentrations horaires maximales en NO₂ et SO₂ inférieures à 10 % de la norme en hiver, et inférieures à 20 % de la norme en été. Les concentrations journalières maximales sont toujours inférieures à 10 % de la norme pour le NO₂ et le SO₂, et inférieures à 1 % de la norme pour les particules.

Les pires conditions météorologiques sont associées à des conditions de vents forts et d'instabilité atmosphérique. L'analyse des fréquences d'occurrence de ces conditions météorologiques montre qu'elles se produisent rarement :

«Pour ce qui est du NO₂ [...], quatre-vingt-dix-neuf point cinq pour cent du temps, donc presque tout le temps, on est en bas de deux point cinq pour cent de la norme. [...] C'est la même chose pour le SO₂, c'est pas tout à fait les mêmes chiffres, mais c'est du même ordre de grandeur.»
(audience, 1^{re} partie, vol. 2, p. 166-167)

Selon les résultats des simulations, et compte tenu du fait que la station météorologique de Saint-Hubert a été choisie, les secteurs les plus exposés aux émissions de la centrale seraient dans les directions de Gentilly, Champlain et Bécancour, soit celles des vents dominants. Les concentrations maximales au sol seraient observées à moins de 8 kilomètres de la centrale.

6.1.5 L'impact cumulatif des émissions atmosphériques

L'impact cumulatif des émissions atmosphériques associées à l'ensemble des sources locales peut être évalué en matière de charges (quantité de polluants émis sur une base journalière ou annuelle) ou de concentrations maximales dans l'air ambiant (dispersion des polluants).

- Les charges polluantes

La centrale de Bécancour constituerait une source importante de NO_x dans la région : sur une base journalière, la contribution relative de la centrale représenterait plus de 50 % des charges totales attribuables à l'ensemble des sources locales. La contribution relative de la centrale en SO₂ serait moins élevée, car plusieurs industries du parc industriel constituent des sources importantes d'émissions de ce polluant (document B14). Il est à noter que l'impact cumulatif sur une base journalière a été évalué pour une exploitation d'une durée de 8 heures (tableau 6.1).

Tableau 6.1 Impact cumulatif des émissions de polluants atmosphériques dans la région de Bécancour, sur une base journalière et une base annuelle

Sources d'émissions	NO _x	SO ₂	HAP
Moyenne quotidienne (kg/jour)			
Transport, chauffage et procédés industriels	1 630	35 000	-
Centrale TAG (8 heures par jour)	2 074	7 580	-
Contribution relative de la centrale TAG	56 %	18 %	-
Moyenne annuelle (kg/an)			
Transport, chauffage et procédés industriels	596 100	12 773 400	3 400
Centrale TAG (200 heures par an)	51 840	191 808	108
Contribution relative de la centrale TAG	8,0 %	1,5 %	3,2 %

Tiré du Rapport d'avant-projet, vol. II, tableaux 19, 31 et 56.

Sur une base annuelle, la contribution de la centrale serait inférieure à 10 % pour l'ensemble des polluants (NO_x, SO₂ et HAP); ceci est attribuable au fait que la centrale ne fonctionnerait qu'environ 2 % du temps durant l'année.

Ainsi, le fonctionnement de la centrale de Bécancour entraînerait une augmentation significative de la quantité de polluants atmosphériques rejetés dans l'environnement dans la région de Bécancour, sur une base quotidienne. Toutefois, la durée prévue d'opération de la centrale sur une année fait en sorte que la contribution de la centrale aux charges totales annuelles serait faible (≤10 %).

- La dispersion des émissions polluantes

Les concentrations cumulatives maximales en NO₂, SO₂ et particules en suspension (PES) calculées par le promoteur sont présentées au tableau 6.2. Ces concentrations cumulatives ont été calculées en superposant les concentrations maximales simulées pour la centrale aux concentrations maximales mesurées à Québec pour le NO₂, à Bécancour ou à Gentilly pour les particules en suspension et simulées dans le parc industriel pour le SO₂ (document A2, p. 106, 109 et 113).

Tableau 6.2 Contribution des émissions de la centrale de Bécancour aux concentrations maximales de polluants simulées dans la zone d'étude.¹

	Concentrations cumulatives (% de la norme)			Contribution de la centrale (% des concentrations cumulatives)		
	NO ₂	SO ₂	PES	NO ₂	SO ₂	PES
Concentrations horaires maximales						
Hiver	72 %	78 %	-	12 %	9 %	-
Été	82 %	86 %	-	22 %	17 %	-
Concentrations journalières maximales						
Hiver	69 %	73 %	42 %	3 %	5 %	<1 %
Été	71 %	76 %	76 %	5 %	9 %	<1 %

Tiré du Rapport d'avant-projet, vol. II, tableaux 37, 40 et 41.

1. Les concentrations cumulatives sont exprimées en pourcentage de la norme fixée dans le Règlement sur la qualité de l'atmosphère, pour chacun des polluants

Pour le NO₂ et le SO₂, les concentrations cumulatives peuvent atteindre respectivement 82 % et 86 % des normes québécoises. La présence de concentrations de polluants dans l'air ambiant aussi près des limites fixées par le Règlement pourrait entraîner certaines contraintes, comme celle de limiter le développement du parc industriel de Bécancour. Toutefois, tel que mentionné précédemment, les concentrations maximales simulées ne se produiraient que quelques heures par année. De plus, la superposition des concentrations maximales en provenance des sources actuelles du parc industriel et de l'éventuelle centrale de Bécancour repose sur deux hypothèses pessimistes, soit que les maximums simulés se produisent au même endroit et en même temps (document A2).

Les résultats des simulations indiquent également que, sur une base horaire, les émissions de la centrale pourraient représenter jusqu'à 20 % des concentrations cumulatives maximales en période estivale. Les émissions de la centrale contribueraient ainsi de façon significative à la pollution de l'air ambiant, particulièrement lors de conditions météorologiques ne favorisant pas la dispersion des polluants atmosphériques.

Plusieurs participants à l'audience ont demandé au promoteur si différentes techniques d'épuration des gaz d'échappement permettraient de réduire la quantité de polluants émis par la centrale. Hydro-Québec a indiqué qu'étant donné le mode intermittent d'exploitation de la centrale et la

température élevée des gaz d'échappement, les procédés d'épuration actuellement disponibles ne sont pas applicables (documents A54 et A60). Cette information a été confirmée par M. Pierre Pineault, d'Environnement Canada, membre d'un des groupes de travail ayant participé à l'élaboration du Plan de gestion pour les oxydes d'azote et les composés organiques volatils (document C8).

6.1.6 Conclusion

Les simulations effectuées par Hydro-Québec démontrent que les émissions de la centrale de Bécancour entraîneraient des concentrations maximales de polluants inférieures aux normes québécoises, sur une base horaire, journalière et annuelle. Le promoteur conclut que les impacts sur la qualité de l'air attribuables aux émissions de la centrale seraient mineurs :

«Au global, on peut affirmer que la présence de la centrale de Bécancour n'aura pas, en matière d'émissions atmosphériques, d'effets considérables. C'est d'ailleurs ce qu'ont fait ressortir les études réalisées tout au long de l'avant-projet, lesquelles ont montré que les impacts sont soit mineurs, soit négligeables.»

(audience, 1^{re} partie, vol. 1, p. 59)

Toutefois, la méthodologie utilisée par Hydro-Québec ne permet pas de tenir compte des effets attribuables à la climatologie locale (effets associés à la topographie et à la proximité du fleuve), les données météorologiques ayant été relevées à la station de Saint-Hubert. De plus, le promoteur n'a pas discuté du fait que la géométrie des bâtiments peut entraîner le rabattement des gaz de cheminées vers le sol. La commission est d'avis qu'Hydro-Québec devrait démontrer, avant l'éventuelle construction de la centrale, que ce phénomène est négligeable et que l'exploitation de la centrale permettrait de respecter en tout temps les normes d'air ambiant du Règlement sur la qualité de l'atmosphère. Finalement, le choix des scénarios d'émission fait en sorte que certains résultats ont été calculés pour une variante différente de celle retenue. Les conclusions présentées par Hydro-Québec reposent ainsi sur des estimations dont la précision n'a pas été fournie.

Les résultats présentés par le promoteur indiquent également qu'en aucun temps, les normes de qualité de l'air ambiant ne seraient dépassées, mais que les concentrations cumulatives maximales de NO₂ et de SO₂ seraient occasionnellement très près des normes fixées par le règlement québécois. L'évaluation des effets cumulatifs par le promoteur repose cependant sur des bases plus ou moins solides : en effet, les stations locales ne mesurent pas les concentrations ambiantes de NO_x, les données de concentrations ambiantes de SO₂ ont été relevées avant la mise en exploitation de plusieurs industries du parc et les concentrations de particules en suspension ont été mesurées loin des sources industrielles.

Plusieurs participants ont souligné le fait que le concept de «pollution négligeable» véhiculé par le promoteur n'est attribuable qu'au mode de fonctionnement intermittent de la centrale, manifestant ainsi leur inquiétude face à l'effet cumulatif des émissions de la centrale et des rejets actuels du parc industriel de Bécancour.

Les participants ont déploré le fait que le ministère de l'Environnement ne possédait pas un nombre suffisant de stations d'échantillonnage de la qualité de l'air dans la région, malgré l'importance des activités industrielles du secteur. Ils sont nombreux à avoir insisté sur la nécessité d'assurer le suivi de la qualité de l'air à l'aide d'un réseau de surveillance capable de mesurer efficacement l'ensemble des polluants émis par les usines du parc industriel. Plusieurs personnes ont également recommandé qu'une station météorologique complète soit mise en place dans la région, de façon à éviter d'avoir recours aux données de stations localisées à quelques centaines de kilomètres de Bécancour pour la simulation de la dispersion des polluants atmosphériques.

La commission considère qu'il est d'une grande importance qu'Hydro-Québec établisse la qualité actuelle d'air ambiant dans la zone d'étude, avant l'éventuelle mise en exploitation de la centrale. Cet état de référence permettrait par la suite, dans le cadre des activités de suivi, d'évaluer dans quelle mesure la contribution relative des émissions de la centrale de Bécancour peut être considérée comme négligeable dans la zone d'étude. Les activités de suivi permettront également de vérifier si les concentrations maximales de polluants au sol respectent effectivement les normes québécoises de qualité d'air ambiant et, le cas échéant, de mettre en œuvre des mesures d'atténuation appropriées.

La commission est également d'avis qu'une station météorologique complète et un réseau adéquat d'échantillonnage de qualité de l'air doivent être implantés dans les plus brefs délais dans la région de Bécancour. La dispersion des polluants atmosphériques pourrait alors être analysée à l'aide de données représentatives de la situation réelle. La mise en place d'un réseau intégré et complet de surveillance de la qualité de l'air ambiant dont la coordination et le contrôle relèveraient du ministère de l'Environnement permettrait d'identifier les conditions météorologiques défavorables à la dispersion des polluants, et de pouvoir intervenir rapidement auprès des industries afin qu'elles réduisent leur charge polluante lors de ces événements.

6.2 Les impacts sur la santé de la population

Les émissions d'une centrale TAG peuvent en principe représenter pour la population avoisinante un risque supplémentaire de troubles ou de maladies respiratoires. L'évaluation des impacts sur la santé de la population devrait permettre de déterminer si ce risque est significatif, compte tenu des mesures d'atténuation proposées.

Cette section présente une comparaison des normes et objectifs de qualité de l'air proposés par différents organismes pour les principaux polluants qui seraient émis par la centrale de Bécancour (NO_x , SO_2 et HAP). Les risques pour la santé de la population dans la zone d'étude seront ensuite discutés en comparant, le cas échéant, les concentrations maximales simulées par Hydro-Québec avec les objectifs élaborés par l'Organisation mondiale de la santé (OMS).

Les risques toxicologiques attribuables aux particules en suspension seront également discutés, car plusieurs études et enquêtes épidémiologiques ont démontré que la toxicité de divers polluants atmosphériques (en particulier le SO_2) augmente en présence de particules en suspension dans l'air.

Une description des différentes sources de NO_2 , de SO_2 et de HAP dans l'air ambiant, des voies de pénétration de ces contaminants chez l'être humain et de leur toxicité aiguë et chronique est présentée à l'annexe 12. Un résumé des hypothèses formulées par le promoteur pour le calcul quantitatif du risque supplémentaire de cancers attribuables aux émissions de HAP est également présenté à l'annexe 12.

6.2.1 La comparaison des normes et objectifs de qualité de l'air

La respiration constitue le principal mode de pénétration des contaminants atmosphériques chez l'être humain. La sensibilité aux polluants atmosphériques est très variable d'un individu à l'autre; cette variabilité est encore plus importante chez les individus à risque. Les groupes présentant des risques élevés sont les enfants, les personnes âgées, les personnes atteintes de maladies cardiovasculaires, les asthmatiques, les victimes de la grippe ou de la bronchite, et les fumeurs.

Les objectifs de qualité de l'air sont généralement élaborés en fonction des effets aigus associés à des expositions de courte durée (moins de 24 heures) et des effets chroniques associés à des expositions de longue durée (plusieurs semaines ou plusieurs mois). Les concentrations maximales horaires et journalières sont fixées en fonction des effets observés à court terme; les concentrations maximales annuelles sont fixées en fonction des effets observés à long terme.

Les objectifs de qualité de l'air proposés par l'Organisation mondiale de la santé sont généralement établis en fonction de la concentration la plus faible ayant provoqué des effets préjudiciables pour la santé d'individus à risque. Ces objectifs de qualité de l'air comprennent également un facteur de sécurité (document B20).

- Les particules en suspension

Les normes et objectifs de qualité de l'air proposés pour les concentrations maximales de particules en suspension dans l'air ambiant varient peu d'un organisme à l'autre (tableau 6.3). Pour la concentration maximale horaire, la norme québécoise est supérieure de 25 % à l'objectif de l'OMS; cet objectif a été élaboré en fonction des effets synergiques entre les particules en suspension dans l'air et le SO₂.

Tableau 6.3

Comparaison entre les normes et objectifs de qualité de l'air et les concentrations de particules en suspension dans la zone d'étude (d'après les documents A2, A21 et A79)

		Concentrations ($\mu\text{g}\cdot\text{m}^{-3}$)	
		journalières	annuelles
Québec	Norme	150	70
Canada	Objectif	120	70
États-Unis	Norme	150	50
Organisation mondiale de la santé	Objectif	120 ¹	--
Concentrations mesurées dans la zone d'étude²			
Gentilly		17 - 113	25
Bécancour		24 - 89	27
Concentrations maximales simulées pour la centrale		0,4	0,005

1. En présence de 0,044 ppm de SO_2 .

2. Valeurs minimales et maximales (pour les concentrations journalières) et valeurs moyennes (pour les concentrations annuelles) mesurées en 1988 aux stations du ministère de l'Environnement.

Tableau 6.4

Comparaison entre les normes, critères et objectifs de qualité de l'air et les concentrations de NO_2 dans la zone d'étude (d'après les documents A2, A21 et A79)

		Concentrations (ppm)		
		horaïres	journalières	annuelles
Québec	Norme	0,22	0,110	0,055
Ontario	Critère	0,20	0,100	--
Canada	Objectif	0,21	0,110	0,050
États-Unis	Norme	--	--	0,053
Organisation mondiale de la santé	Objectif	0,10 - 0,17	0,080	--
Concentrations maximales simulées pour la centrale		0,04	0,004	<0,00001
Niveaux ambiants (min. - max.) ¹		0,05 - 0,14	0,025 - 0,074	--
Concentrations cumulatives dans la zone d'étude ²		0,11	0,040	--

1. Données 1988 de qualité de l'air ambiant à la station Parc-Cartier-Brébeuf (ville de Québec) du ministère de l'Environnement, transposées par Hydro-Québec à la région de Bécancour et considérées comme représentatives des concentrations de NO_2 attribuables aux sources locales.

2. Observées au moins 99 % du temps pour les concentrations horaires et 90 % du temps pour les concentrations journalières.

- Le bioxyde d'azote (NO₂)

Les concentrations maximales journalières et annuelles fixées par le Règlement québécois sur la qualité de l'atmosphère sont équivalentes à celles fixées par l'Ontario, le Canada et les États-Unis (tableau 6.4). Cependant, les normes horaire et journalière québécoises sont supérieures d'environ 30 % aux objectifs de l'OMS; ces objectifs tiennent compte d'un facteur de sécurité pour les individus plus sensibles (asthmatiques).

- Le bioxyde de soufre (SO₂)

Les concentrations maximales journalières et annuelles fixées par le Règlement québécois sur la qualité de l'atmosphère sont équivalentes à celles fixées par l'Ontario, le Canada et les États-Unis (tableau 6.5).

Tableau 6.5

Comparaison entre les normes, critères et objectifs de qualité de l'air et les concentrations de SO₂ dans la zone d'étude (d'après les documents A2, A21 et A79)

		Concentrations (ppm)		
		horaires	journalières	annuelles
Québec	Norme	0,50	0,11	0,02
Ontario	Critère	0,25	0,10	0,02
Canada	Objectif	0,32	0,11	0,02
États-Unis	Norme	--	0,14	0,03
Organisation mondiale de la santé	Objectif	0,12	0,044 ¹	0,017
Concentrations maximales simulées dans la zone d'étude				
Centrale de Bécancour		0,074	0,007	<0,0001
Parc industriel		0,354	0,076	0,003
Total		0,428	0,083	0,003
Concentrations mesurées dans la zone d'étude²				
Valeurs maximales		0,17	0,059	--
Valeurs minimales		0,03	0,010	--

1. En présence de 120 µg·m⁻³ de particules en suspension.

2. Échantillonnage de l'air ambiant par le ministère de l'Environnement à proximité du site proposé pour la centrale, en 1988.

La norme horaire québécoise est toutefois supérieure aux objectifs du Canada (135 %), de l'Ontario (200 %) et de l'OMS (380 %). L'objectif de l'OMS est basé sur la concentration la plus faible ayant provoqué une augmentation notable de la résistance au passage de l'air chez des individus asthmatiques à l'effort, et inclut un facteur de sécurité égal à 2 (document B20, p. 344, 353 et 356).

La norme journalière québécoise est également largement supérieure à l'objectif de l'OMS (250 %); cet objectif tient compte de la présence simultanée d'une concentration de $120 \mu\text{g}\cdot\text{m}^{-3}$ de particules en suspension dans l'air ambiant. Cette concentration de particules en suspension est équivalente à la concentration maximale journalière observée dans la zone d'étude (tableau 6.3).

- Les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP)

Il n'existe pas de normes fixant la concentration maximale de HAP dans l'air ambiant. L'Organisation mondiale de la santé a cependant établi des normes pour la qualité de l'eau potable (1980) et une méthode d'estimation quant aux risques que présentent les HAP pour la santé (1987).

Aux États-Unis, l'Occupational Safety and Health Administration a élaboré des directives et des normes pour les émissions provenant des fours à coke et les composants du brai de houille (1980).

6.2.2 L'évaluation des risques pour la santé de la population

Hydro-Québec a évalué de façon semi-quantitative les risques pour la santé attribuables à la présence de SO_2 et de NO_2 dans la zone d'étude, et de façon quantitative le risque supplémentaire de cancers attribuables aux émissions de la centrale en HAP. Le promoteur considère que ces risques sont négligeables (document A2).

Il est à noter que l'évaluation du risque de cancers attribuables aux sources actuelles de HAP dans la zone d'étude ne fait pas partie de la directive ministérielle.

- Les risques attribuables aux particules

La centrale de Bécancour ne constituerait pas une source importante d'émission de particules; les quantités émises ne représenteraient qu'environ respectivement 2 % et 7 % des émissions de la centrale en SO_2 et NO_x (document A60). Les concentrations maximales attribuables aux émissions de la centrale de Bécancour et les concentrations moyennes mesurées à Gentilly et à Bécancour en 1988 seraient largement inférieures aux normes québécoises et aux objectifs de l'OMS (tableau 6.1). Les risques toxicologiques encourus par une exposition aux particules en suspension seraient donc négligeables dans la zone d'étude.

Toutefois, la concentration horaire maximale de particules dans l'air ambiant atteint occasionnellement 75 % à 95 % de l'objectif de l'OMS. Considérant la présence d'autres polluants atmosphériques dans la zone d'étude, ces concentrations maximales pourraient occasionner un certain inconfort quelques heures durant l'année. Ces concentrations maximales ont été mesurées en période estivale, soit en dehors de la période proposée pour l'exploitation normale de la centrale.

- Les risques attribuables au NO_2 et au SO_2

Les concentrations maximales de NO_2 et de SO_2 attribuables aux émissions de la centrale de Bécancour, de même que les concentrations cumulatives annuelles dans la zone d'étude, permettraient de respecter en tout temps les normes québécoises et les objectifs de l'OMS (tableaux 6.4 et 6.5).

Toutefois, sur une base horaire et journalière, les niveaux ambiants actuels estimés par le promoteur seraient très proches des niveaux recommandés par l'OMS. En considérant la contribution potentielle de la centrale de Bécancour, les concentrations cumulatives maximales seraient légèrement supérieures aux niveaux recommandés par l'OMS pour le NO_2 , et largement supérieures aux niveaux recommandés pour le SO_2 . Selon Hydro-Québec, ces concentrations maximales ont été calculées à l'aide d'hypothèses très pessimistes et ne seraient observées que quelques heures par année.

Le dépassement occasionnel des critères de l'OMS soulève cependant l'inquiétude du Comité de santé environnementale, particulièrement en ce qui a trait au SO_2 :

« Sans sous-estimer l'importance de l'ensemble des contaminants atmosphériques qui seront relâchés par la centrale, c'est surtout le SO_2 qui attire notre attention et soulève notre préoccupation puisqu'en plus d'être associable directement à des problèmes de santé (asthme et autres maladies respiratoires), c'est le contaminant pour lequel les concentrations prévues seront les plus élevées par rapport aux normes et critères de protection de la santé et de l'environnement. »

(mémoire du Comité de santé environnementale des Départements de santé communautaire du Québec, p. 7)

- Les risques attribuables aux HAP

L'impact associé aux quantités de HAP qui seraient émises par la centrale a été évalué à l'aide d'un calcul de risque supplémentaire de cancer pour la population résidante de la zone d'étude et pour les travailleurs de la centrale. Le modèle utilisé par Hydro-Québec pour le calcul de ce risque tient compte des différentes voies d'exposition et du cheminement des HAP dans l'environnement.

La centrale de Bécancour produirait annuellement environ 110 kg de HAP (pour 200 heures de fonctionnement). Les autres sources de HAP dans la zone d'étude comprennent celles attribuables aux usines actuelles et projetées du parc industriel (2 900 kg par année), au transport (124 kg par année) et au chauffage (370 kg par année). La contribution relative de la centrale de Bécancour en matière de charges annuelles, à l'échelle locale, serait ainsi d'environ 3 % (document A2).

Selon les calculs effectués par Hydro-Québec, le risque de cancer total maximal pour la centrale de Bécancour (3×10^{-7}) est d'un ordre de grandeur plus petit que le critère d'acceptabilité pour le risque supplémentaire de cancer pendant toute une vie (1×10^{-6}).

La commission considère que le calcul de risque effectué par le promoteur permet de conclure que l'exploitation de la centrale de Bécancour, selon les heures de fonctionnement prévues, ne représenterait pas un

risque de cancer significatif pour les travailleurs de la centrale et la population délimitée dans la zone d'étude.

6.2.3 Conclusion

Les concentrations maximales de polluants atmosphériques attribuables aux émissions de la centrale de Bécancour permettraient de respecter en tout temps les normes québécoises et les objectifs de qualité de l'air proposés par l'OMS.

L'évaluation des impacts sur la santé humaine dans la zone d'étude indique cependant que les niveaux ambiants de particules en suspension, de NO₂ et de SO₂ attribuables à l'ensemble des sources émettrices de la région pourraient, à l'occasion de conditions météorologiques particulières, entraîner certaines nuisances pour la population.

Dans son étude d'impact, Hydro-Québec reconnaît que la justesse de l'évaluation des risques pour la santé de la population dépend essentiellement de l'exactitude des données de base utilisées, et que le niveau de pollution actuel estimé pour la zone d'étude repose sur des bases plus ou moins solides.

La commission déplore le fait que les données d'air ambiant utilisées pour le calcul des concentrations cumulatives n'ait pas été validées. La commission estime nécessaire que le suivi environnemental sur la qualité de l'air, proposé par Hydro-Québec, comprenne une période d'échantillonnage avant l'éventuelle mise en exploitation de la centrale. Cet échantillonnage permettrait de confirmer ou d'infirmer la qualité actuelle d'air ambiant dans la zone d'étude et, le cas échéant, d'élaborer soit des modifications au projet proposé, soit des mesures d'atténuation supplémentaires.

Plusieurs participants ont souligné le fait que l'obtention d'une autorisation gouvernementale pour un tel projet est basée en partie sur le respect des normes québécoises du Règlement sur la qualité de l'atmosphère. Or, ces normes sont, dans certains cas, supérieures aux critères et objectifs proposés par des institutions reconnues telle l'Organisation mondiale de la santé (OMS), qui les définit en fonction de la protection de la santé et de la qualité de vie des individus les plus sensibles. En particulier, la concentration horaire maximale en SO₂ fixée par le Règlement est

supérieure non seulement à l'objectif de l'OMS, mais également aux objectifs de qualité de l'air des provinces canadiennes et des États américains.

Plusieurs organismes ont déclaré inacceptable le fait que le ministère de l'Environnement n'ait pas mis en place un réseau adéquat d'échantillonnage de qualité de l'air dans la région de Bécancour, un secteur ayant connu un développement industriel considérable au cours des dernières années.

De nombreux participants ont insisté sur le besoin d'implanter rapidement un tel réseau dans la zone d'étude, comme en témoigne le représentant du ministère de la Santé et des Services sociaux qui a demandé à la commission :

«[...] de rendre très claire l'importance capitale d'établir un système de monitoring et de suivi efficace qui permettra de contrôler tous les types de polluants qui risquent d'influencer l'état de la santé ou la qualité de vie.» (audience, 1^{re} partie, vol. 8 , p. 80)

Le Ministère prépare actuellement un programme de modernisation de son réseau de mesure d'air ambiant à travers le Québec. La commission n'a toutefois pas pu obtenir de précisions quant à la date d'implantation du réseau dans la région de Bécancour (document B26).

Considérant les préoccupations exprimées par la population locale et divers organismes de santé communautaire et considérant la qualité actuelle et projetée de l'air ambiant à l'intérieur de la zone d'étude, la commission considère que le ministère de l'Environnement devrait se doter dans les plus brefs délais d'un système efficace de suivi de qualité de l'air dans la région de Bécancour. Les résultats de mesures de qualité de l'air devraient être rendus publics, de façon à ce que la population puisse connaître l'évolution de l'état de l'environnement atmosphérique local.

La commission reconnaît la pertinence des recommandations faites par les représentants du secteur de la santé qui ont insisté pour que soient pris en considération, lors de la révision des normes d'air ambiant (Règlement sur la qualité de l'atmosphère), les critères et les objectifs de qualité de l'air proposés par l'Organisation mondiale de la santé.

6.3 Les impacts sur le milieu agricole

Les principaux impacts du projet sur le milieu agricole sont ceux associés à l'effet des émissions atmosphériques sur les cultures et sur la santé des animaux. Mais avant de discuter de ces deux aspects, voici d'abord un bref résumé des informations présentées par le promoteur quant à l'utilisation du sol à des fins d'agriculture et d'élevage dans la zone d'étude (d'après le document A2, p. 37-43).

L'utilisation du sol et le potentiel agricole du territoire ont été inventoriés à l'intérieur d'une zone qui s'étend de part et d'autre du site proposé de la centrale, sur une distance d'environ 15 km, le long du fleuve Saint-Laurent. Une bande riveraine d'environ 2 km de largeur a été retenue au nord du fleuve, tandis qu'au sud, une bande d'environ 7 km de largeur a été considérée (document A21, annexe E). Étant située de part et d'autre du Saint-Laurent, cette zone renferme des sols à potentiel agricole élevé et représente une région par excellence pour l'élevage du bétail.

La portion nord de la zone d'étude se caractérise par le dynamisme de ses exploitations agricoles; la superficie totale des fermes atteint 85 % du territoire. Presque tous les lots situés au nord de la route 138 font partie du zonage agricole de la MRC de Francheville. Le territoire est principalement constitué de fermes laitières ainsi que de fermes produisant des céréales, des fruits et des légumes. La valeur moyenne des fermes et celle des ventes agricoles dans cette municipalité sont supérieures à celles de l'ensemble du Québec d'environ 25 % et 15 % respectivement.

La portion sud de la zone d'étude renferme des exploitations agricoles de produits laitiers, de bovins, de porcs et de céréales; la superficie totale des fermes atteint 72 % du territoire. La valeur moyenne des fermes et celle des ventes agricoles dans cette municipalité sont inférieures d'environ 40 % à celles de la municipalité de Champlain, sur la rive nord du Saint-Laurent.

Selon le promoteur, «Les données concernant la municipalité de Bécancour ne sont toutefois pas représentatives de la situation réelle de la zone d'étude puisque les activités agricoles y sont très marginales» (document A2, p. 39).

En effet, une bonne partie des lots situés entre les rivières Gentilly et Bécancour appartiennent à la Société du parc industriel et portuaire de Bécancour (SPIP) et à Énergie atomique du Canada ltée (EACL); certains de ces lots sont loués à des agriculteurs aux fins d'exploitation. La SPIP envisage cependant de mettre fin à court terme à la location de ses terrains et entend acheter des lots situés à l'intérieur des limites de la zone agricole protégée, au sud de l'autoroute 30, afin de limiter les activités qu'elle juge incompatibles avec la présence d'infrastructures industrielles majeures. Notons que le parc industriel de Bécancour, propriété de la SPIP, est le plus grand au Canada; il compte 4 000 hectares, dont 3 000 sont inoccupés (document A2, p. 38-41).

6.3.1 Les impacts sur les végétaux

Les polluants atmosphériques peuvent causer des dommages aux végétaux et aux cultures, soit par contact direct avec des gaz, des vapeurs ou des particules (dépôt sec), soit par contact avec des précipitations contenant des polluants (dépôt humide) (Perspective canadienne de la pollution atmosphérique, p. 23). Les plantes subissent également l'appauvrissement du sol en éléments nutritifs provoqué par les dépôts acides (document A2, p. 139).

L'impact appréhendé des émissions de la centrale de Bécancour sur la production agricole a été évalué en considérant les effets potentiels du NO₂ et du SO₂ sur les végétaux, et en évaluant le taux de dépôts acides générés par la centrale.

- Les effets potentiels du NO₂ et du SO₂ sur les végétaux

L'effet des polluants gazeux sur la végétation résulte de leur diffusion dans les pores du feuillage et de leur dissolution dans l'eau. Les réactions sont diverses : décoloration des feuilles, lésions foliaires, diminution de la croissance et de la production, réduction de la photosynthèse, etc. (document A2, p. 121).

Les effets du NO₂ et du SO₂ sur les plantes potagères et céréalières sont observés à des concentrations largement supérieures à la norme québécoise, pour des expositions de courte et de longue durée. Des effets sont toutefois observés à court terme sur les végétaux les plus sensibles, à des

concentrations de SO₂ équivalentes à la norme horaire québécoise (document A79, p. 6-6 et 7-3).

La présence d'autres polluants atmosphériques, comme l'ozone, rend difficile l'évaluation du dommage à la végétation attribuable à l'exposition d'un seul polluant. De plus, des études portant sur l'effet synergique du NO₂ et du SO₂ ont indiqué qu'une exposition de courte durée à des concentrations correspondant à moins de 50 % de la norme horaire québécoise entraîne une détérioration modérée des feuilles de plusieurs plantes potagères et céréalières, tandis qu'une exposition de longue durée entraîne une diminution significative de la production (document A79, p. 6-6 et p. 7-20).

Selon Hydro-Québec, les sources locales actuelles de NO_x et de SO₂ doivent déjà engendrer certains impacts sur la végétation de la région : «Sur la base de maximums quotidiens et de moyenne annuelle, les niveaux ambiants [de NO_x et de SO₂ pourraient entraîner] une diminution de la croissance et [une] perte de production modérée pour certains arbres fruitiers et certaines plantes fourragères et potagères» (document A2, p. 177).

Les émissions de la centrale de Bécancour pourraient augmenter lors d'une éventuelle opération, ces maximums quotidiens d'au plus 23 % pendant l'été et 13 % pendant l'hiver. Le promoteur considère qu'un ajout réel de cet ordre est toutefois peu probable et ne pourrait se produire que quelques heures par année. Il conclut que l'impact des émissions de la centrale sur la végétation resterait faible, étant donné qu'il est prévu d'exploiter la centrale en hiver et de façon intermittente (document A2, p. 178).

- Les dépôts acides

Pour estimer la contribution potentielle de la centrale de Bécancour aux dépôts acides dans la zone d'étude, le promoteur s'est basé sur une étude permettant «d'estimer de façon grossière les dépôts acides qui surviennent près d'une source ponctuelle importante» (document A21, p. 6.28). En considérant une exploitation de 200 heures en hiver, sous couvert nuageux et atmosphère humide, la contribution maximale de la centrale représenterait moins de 2 % des dépôts actuels de sulfates et de nitrates dans la

zone d'étude (document A2, p. 170). La contribution de la centrale en présence de précipitations n'a pas été évaluée.

Pour estimer le taux de dépôts acides actuels dans la zone d'étude, le promoteur s'est basé sur les résultats de 1987 du réseau d'échantillonnage de précipitations acides du Québec. Ces résultats ont montré que les dépôts humides de sulfates dans un rayon d'environ 200 km autour de la région de Bécancour sont supérieurs à la ligne directrice de 20 kg/ha-an (soit 24,2 kg/ha-an en moyenne). Les dépôts humides en nitrates sont légèrement inférieurs (17,9 kg/ha-an en moyenne). Les dépôts de sulfates et de nitrates ne semblent pas plus élevés pour les stations les plus rapprochées du site proposé pour la centrale, soit environ 60 km au nord et 20 km au sud-ouest, que pour les stations plus éloignées (document A2, p. 169).

La commission a tenu à vérifier si l'exploitation de la centrale projetée permettrait de respecter la politique québécoise visant à corriger la situation occasionnée par les précipitations acides (document B9). En effet, en 1984 et 1985, les provinces canadiennes situées à l'est de la Saskatchewan et le gouvernement fédéral ont convenu d'un programme destiné à réduire les émissions de SO₂ de 50 % d'ici 1994 par rapport aux rejets de 2,3 millions de tonnes de 1980 (document B8).

Dans le cadre de cette entente, le gouvernement du Québec s'est engagé à réduire de 45 % ses émissions de SO₂ pour l'an 1990, et de 50 % pour l'an 1995 (réduction par rapport aux émissions de SO₂ totalisant 1 085 000 tonnes en 1980). Selon les informations obtenues du ministère de l'Environnement, l'effort d'assainissement a permis de réduire les émissions de SO₂ au Québec à 434 000 tonnes en 1990 et «L'objectif visé de 500 000 tonnes en 1995 est donc déjà atteint et la surveillance que le ministère de l'Environnement accorde à ce dossier permet de s'assurer que l'ajout de nouvelles sources de SO₂ ne résultera pas en un dépassement de cet objectif» (document B9). Ainsi, l'addition de 192 tonnes de SO₂ qu'entraînerait l'exploitation de la centrale de Bécancour ne compromettrait pas les engagements du gouvernement de respecter l'objectif québécois de 500 000 tonnes en 1995.

Il est à noter que cette entente prévoyait également, par l'entremise d'un traité canado-américain, un engagement de la part du gouvernement des États-Unis pour la réduction de 50 % des émissions de SO₂ contribuant aux problèmes de précipitations acides au Canada (document B12). Les

amendements au «Clean Air Act» adoptés par la législature américaine en 1990 permettront vraisemblablement d'atteindre une réduction de 50 % des émissions de SO₂ en provenance des États-Unis d'ici l'an 2000, et par le fait même d'atteindre l'objectif de 20 kg/ha-an de dépôts humides de sulfates pour la protection des zones modérément sensibles (André Gosselin, Environnement Canada, communication verbale à la commission).

Finalement, puisque la centrale de Bécancour constituerait une source additionnelle de polluants atmosphériques contribuant aux pluies acides et à l'effet de serre, la commission est d'avis qu'Hydro-Québec devrait adhérer aux objectifs du gouvernement en matière de précipitations acides en diminuant la charge polluante de l'ensemble de son parc d'équipement. Par exemple, les heures d'exploitation prévues pour la centrale thermique de Tracy entraîneront annuellement le rejet de 3 350 tonnes de SO₂ et de 600 tonnes de NO_x (document A81). La conversion du combustible actuel (mazout n° 6) au gaz naturel permettrait d'éliminer ces rejets de SO₂ et de réduire d'au moins 135 tonnes les rejets de NO_x.

6.3.2 Les impacts sur la santé animale

L'impact appréhendé des émissions de la centrale sur les animaux d'élevage est associé à l'inhalation des polluants atmosphériques et à l'ingestion de végétaux ou d'eau contaminés par les dépôts acides.

- L'inhalation des polluants atmosphériques

Les effets des polluants atmosphériques sur la santé humaine ou animale sont étudiés à l'aide d'expériences effectuées sur des animaux de laboratoire. Ces expériences indiquent que des effets aigus et chroniques associés à l'inhalation de NO₂ et de SO₂ sont généralement observés à des concentrations supérieures aux normes québécoises (document B20).

Toutefois, tel que souligné par le promoteur, des expositions de courte ou de longue durée à des niveaux voisins de la norme horaire québécoise pourraient entraîner une diminution de la résistance des animaux aux infections pulmonaires (document A2, p. 119-120).

Hydro-Québec considère que «Compte tenu des niveaux ambiants de NO₂ et de SO₂ attribuables à l'ensemble des sources actuelles du parc industriel, les impacts potentiels sur la santé de la faune terrestre et avienne de la région à l'étude sont jugés non significatifs» (document A2, p. 179). Le promoteur ajoute que la «contribution de la centrale aux sulfates et aux nitrates de la région est minime (0,2 % et 0,7 % respectivement), et ne saurait changer la dynamique en cours» (document A21, p. 7.11).

- L'ingestion d'eau et de végétaux contaminés

La documentation scientifique sur les effets potentiels associés à l'ingestion d'eau ou de nourriture contaminés par les dépôts acides indiquent que des doses très élevées de nitrates ou de sulfates dans le fourrage ou l'eau peuvent être toxiques pour les herbivores (document A21, p. 5.15). Ces doses n'ont toutefois aucune commune mesure avec les taux de dépôts acides mesurés dans la zone d'étude (document A21, p. 7.8).

Ainsi, bien que la détérioration des habitats naturels et de la nourriture des animaux n'ait pas été mesurée face aux émissions actuelles de NO_x et de SO₂ dans la région de Bécancour, on peut supposer que «l'addition de la centrale n'altérera pas davantage l'habitat et la nourriture.» (document A21, p. 7.8).

6.3.3 Conclusion

La commission est d'avis que les impacts potentiels du projet de centrale à Bécancour sur le milieu agricole seraient relativement faibles, compte tenu des sources actuelles de polluants atmosphériques dans la région et du phénomène de transport à grandes distances des polluants contribuant aux précipitations acides.

Il est à souligner que le projet prévoit l'opération de la centrale principalement l'hiver, soit en dehors de la période de croissance des cultures céréalières, fourragères et potagères. Par conséquent, les émissions de la centrale entraîneraient une acidification de l'eau et des sols surtout au printemps, lors du choc acide associé à la fonte des neiges.

Une des principales préoccupations des agriculteurs de la région a trait à la gestion des terres agricoles appartenant à la Société du parc industriel et portuaire de Bécancour. L'UPA rapporte que des terres de très bonne qualité situées en périphérie du parc industriel sont laissées en friche et se questionne à savoir :

«[...] comment les gens peuvent être rassurés quand le parc industriel achète, année après année, des producteurs agricoles du milieu ? Comment rassurer les producteurs quand on leur dit qu'ils n'auront plus le droit de louer les terres à l'intérieur du parc pour cultiver ? [...] Mais qui aura la responsabilité de surveiller l'ensemble de toutes ces retombées-là pour rassurer le monde du milieu ?» (audience, 1^{re} partie, vol. 4, p. 101)

La commission considère que la perte de terres agricoles dans la municipalité de Bécancour au profit du développement industriel constitue un impact majeur dans la région et mérite une attention toute particulière de la part des instances gouvernementales. Cet impact ne peut toutefois être attribuable au projet de centrale à Bécancour.

La commission réitère la nécessité que le ministère de l'Environnement mette en place le plus rapidement possible des mesures de contrôle et de suivi dans la région de Bécancour, à la fois pour ce qui est de la qualité de l'air, des sols, des eaux de surface et des eaux souterraines. Les résultats devraient être rendus publics afin d'informer la population des variations saisonnières de la qualité de l'eau et de la possibilité de périodes critiques de qualité de l'air associées à des mauvaises conditions de dispersion des polluants atmosphériques.

6.4 Les impacts sur le milieu naturel

Les principales sources d'impact du projet sur les éléments du milieu naturel sont celles reliées aux travaux de construction de la centrale (déboisement, excavation, terrassement, drainage) et celles reliées à son exploitation (émissions atmosphériques, propagation du bruit, pertes de contaminants solides ou liquides).

La centrale de Bécancour serait aménagée à l'intérieur des propriétés d'Hydro-Québec, sur le terrain adjacent à la centrale nucléaire Gentilly 2. Une description succincte du milieu naturel aux environs de la centrale est donc présentée dans les paragraphes qui suivent (d'après les documents A2 et A25).

Dans la région de Bécancour, le milieu naturel en bordure du Saint-Laurent est caractérisé par la présence de battures, de marais littoraux et de groupements végétaux représentatifs de la plaine inondable. L'implantation de nombreuses usines et d'un port commercial a cependant considérablement réduit le potentiel faunique du territoire.

On retrouve quelques habitats propices aux espèces frayant en zone inondable, en amont du site de Gentilly 2. Une zone marécageuse importante, entre Gentilly 2 et l'usine d'eau lourde Laprade, offre également un potentiel pour la fraie et l'alevinage. À l'intérieur des terres, deux ravages de cerfs de Virginie ont été observés dans les zones d'érables et de résineux; l'emplacement de ces ravages peut varier d'une année à l'autre.

Dans le couloir fluvial, la végétation et les battures des hauts-fonds de Gentilly présentent un bon potentiel pour la faune avienne et ichtyenne. Cette partie du couloir fluvial est la seule à présenter des milieux humides de superficie importante, entre Trois-Rivières et Québec.

Sur la rive nord, l'urbanisation, l'agriculture et le remblayage des berges ont contribué à détériorer la qualité du milieu naturel riverain. Certaines parties des îles Carignan et Valdor offrent toutefois des sites potentiels pour la fraie printanière des espèces d'eau chaude (brochet, perchaude, crapet-soleil, barbotte brune).

6.4.1 La période de construction

Les travaux de construction comprennent le déboisement, l'excavation et le terrassement nécessaires à l'érection des bâtiments et à l'aménagement du parc de stockage du combustible, et les travaux reliés au drainage du site.

Deux variantes ont été étudiées pour l'aménagement du parc de stockage. La variante actuellement retenue serait située à quelque 350 m au sud de la centrale de Bécancour et à quelque 900 m de la centrale Gentilly 2.

- Les travaux de déboisement

Les installations de la centrale de Bécancour comprendraient une aire aménagée pour les divers bâtiments et une aire aménagée pour le quai de dépotage et le parc de stockage du combustible.

Le site proposé pour les divers bâtiments de la centrale a été remblayé durant la construction de la centrale Gentilly 2. Les travaux de déboisement consisteraient à enlever la végétation en friche et à abattre quelques arbres en bordure du site.

Le site proposé pour le quai de dépotage et le parc de stockage de mazout est localisé en plaine inondable. L'aménagement du site nécessiterait le déboisement d'au moins 0,45 hectare de peuplement forestier, soit la superficie correspondant à la surface des bassins de rétention des réservoirs de mazout. Un déboisement supplémentaire est également prévu pour l'aménagement d'une zone pare-feu (0,9 hectare), du quai de dépotage et des chemins d'accès. Ce déboisement toucherait principalement une jeune peupleraie à peuplier faux-tremble et saule (document A3, carte 3). Ce groupement est caractéristique de la plaine inondable de la vallée du Saint-Laurent. L'impact est donc jugé majeur; la zone touchée serait cependant de faible superficie.

- Les travaux d'excavation et de terrassement

Une partie du site proposé pour la centrale est localisée en plaine inondable; le système hydrologique est donc caractérisé par une association étroite entre les écoulements de surface et les écoulements souterrains. Le niveau élevé de la nappe d'eau souterraine imposerait d'effectuer les excavations sous le niveau maximal de la nappe phréatique, en certains endroits. Le promoteur prévoit, au besoin, de protéger les eaux à l'aide d'un fossé périphérique ou d'une tranchée imperméable.

L'aire proposée pour la centrale est relativement plane et s'établit à la cote 6,40; le promoteur prévoit excaver le site jusqu'au till naturel (cote 4,30). Le sol naturel du site retenu pour l'emplacement du parc de stockage serait localisé approximativement à la cote 6,00; le site serait excavé jusqu'à la cote 5,30 (document A1, planche n° 17A).

La matière excavée (mort-terrain et matériaux de remblai) serait entreposée dans une ancienne aire non aménagée de la centrale Gentilly 2, localisée à 900 m du site de la centrale. La terre végétale et le sol organique seraient également stockés sur le site et serviraient par la suite aux aménagements paysagers prévus. Les matériaux à déplacer seraient transportés dans des camions couverts d'une bâche et seraient entreposés de façon à réduire l'exposition au vent. Il est à noter que la route donnant accès à l'aire de remblai longe le parc de stockage de déchets à faible radioactivité.

Le sol aménagé de la centrale serait localisé à la cote 7,25 et les planchers au sol des bâtiments, à la cote 7,55; ce niveau a été établi en fonction de la cote de récurrence de 10 000 ans. Le sol aménagé du parc de stockage serait localisé à la cote 6,50 et le fond des réservoirs, à la cote 6,85. Le volume de matériaux de remblais nécessaire aux aménagements n'a pas été spécifié par le promoteur, mais peut être évalué à au moins 100 000 m³.

Des talus avec replats en paliers seraient érigés à l'avant et à l'arrière de la centrale. Les replats seraient recouverts d'une terre végétale et d'un paillis de copeaux de bois, et plantés d'arbustes feuillus; les pentes des talus seraient gazonnées. Les matériaux d'excavation seraient utilisés pour l'érection des talus.

Les impacts sur le milieu naturel pendant la période d'excavation, de terrassement et d'érection des structures seraient principalement liés au va-et-vient des véhicules lourds sur le site et à la circulation pour l'approvisionnement en matériaux et en matériel. La circulation de poids lourds serait une source de bruit et produirait des émissions d'oxydes d'azote et des particules (poussières). L'accroissement du transport et de la circulation au cours des travaux pourrait également causer une congestion de la circulation aux heures de pointe. Ces impacts sont jugés mineurs, principalement en raison de leur caractère local et temporaire (document A2, p. 164-165).

- Les travaux de drainage

Le drainage du site de la centrale de Bécancour serait assuré par un fossé de ceinture. Les eaux de ruissellement seraient acheminées vers le ruisseau de la Pointe aux Roches, en tenant compte de la topographie et de la tendance générale d'écoulement.

Les travaux de remblai routier effectués lors des travaux de terrassement de Gentilly 2 ont perturbé l'écoulement naturel des eaux de surface dans la zone adjacente à la centrale. L'absence de ponceau d'équilibre sous la desserte de l'usine d'eau lourde Laprade a eu pour effet de limiter l'écoulement du ruisseau de la Pointe aux Roches et de favoriser les inondations prolongées au printemps. Ces inondations ont déclenché le processus de dégradation de la végétation. Les groupements touchés sont les strates herbacées et arbustives; quelques boisés parmi les combinaisons d'érablières à érable argenté présentent également un certain état de dépérissement.

En période de faible niveau d'eau, le débit du ruisseau de la Pointe aux Roches est particulièrement lent et discontinu à l'approche de la décharge du Portage. Tel que souligné en cours d'audience par le représentant du ministère du Loisir, de la Chasse et de la Pêche, cette zone marécageuse constitue une aire d'alimentation privilégiée pour la faune ichthyenne, en période de fraie printanière; l'absence de drainage efficace fait en sorte que des poissons et alevins de diverses espèces d'eau chaude restent emprisonnés dans les zones de rétention d'eau, après la crue (audience, 1^{re} partie, vol. 8, p. 92-93).

Afin de limiter les aires touchées par les anciens travaux de remblai routier, Hydro-Québec propose de creuser un fossé en bordure de la desserte désaffectée de l'usine d'eau lourde Laprade et d'aménager un ponceau d'équilibre sous la desserte. Le fossé serait creusé en période d'étiage. Le ponceau serait dimensionné de façon à assurer le passage des débits de crue et afin de canaliser efficacement les eaux du ruisseau vers la décharge du Portage.

La commission propose que l'intervention du promoteur soit optimisée de façon à permettre une amélioration du drainage naturel sur la plus grande superficie possible, entre le ruisseau de la Pointe aux Roches et la décharge du Portage. Cette intervention permettrait un meilleur écoulement des eaux de surface dans la plaine inondable et, par le fait même,

aurait un impact positif sur la végétation et le potentiel faunique du territoire adjacent à la centrale.

6.4.2 Durant l'exploitation

Pendant l'exploitation de la centrale, les impacts anticipés sur le milieu naturel sont ceux associés aux émissions atmosphériques, à la gestion des contaminants utilisés sur le site et à la propagation du bruit dans l'espace environnant. L'analyse de la commission en ce qui a trait aux impacts des émissions atmosphériques sur la qualité de l'air, la santé humaine et le milieu agricole a déjà été présentée (sections 6.1 à 6.3). Cette section traitera donc des impacts associés à la gestion des contaminants et à la propagation du bruit.

- La gestion des contaminants

L'exploitation éventuelle de la centrale de Bécancour nécessiterait l'utilisation et l'entreposage de divers produits qui, s'ils étaient libérés dans l'environnement, pourraient contaminer le sol, les eaux de surface et les eaux souterraines. Ces divers produits comprennent le mazout, les huiles lubrifiantes et diélectriques, la mousse anti-incendie, l'éthylène glycol, les produits d'ateliers et l'eau de lavage des turbines (document A2, p. 147).

Toutes les eaux potentiellement contaminées par le mazout seraient acheminées à l'aide d'un réseau de caniveaux vers deux séparateurs d'eau et d'huile. Le premier séparateur serait localisé du côté sud de la centrale, aux environs du bâtiment de pompage de mazout. Le deuxième séparateur serait placé du côté nord du bâtiment de production.

Chaque séparateur serait constitué d'un bassin de séparation en béton relié à un réservoir en acier pour stocker le mazout récupéré. Les plans prévoient également des puits de vidange destinés à recueillir une partie des eaux de drainage avant de les refouler par pompage dans les séparateurs. Lors du lavage des installations ou d'un écoulement accidentel d'un produit, il est prévu de fermer les robinets de vidange et de récupérer les produits avant leur arrivée au séparateur. Le drainage des eaux épurées par les bassins de séparation se ferait par gravité vers le fossé périphérique, par un égout pluvial muni d'un clapet antiretour.

Ces systèmes seraient conçus de manière à ne pas être touchés par les inondations.

À l'extérieur des bâtiments, les eaux potentiellement contaminées par le mazout proviendraient du quai de dépotage, du parc de stockage, du réseau de conduites de pompage de mazout et des réservoirs tampons des turbines à gaz. Pour le parc de stockage du mazout, un puisard serait installé à l'intérieur de chaque bassin de rétention et, en aval de chaque puisard se trouverait une vanne normalement fermée. Ces vannes sont nécessaires puisque le volume potentiel de déversement de mazout pourrait être supérieur à la capacité du séparateur; un volume important devrait donc être traité par étapes.

Les transformateurs extérieurs et les systèmes de refroidissement des alternateurs représentent des sources potentielles de contamination des eaux de pluie et d'arrosage incendie. La plupart des transformateurs extérieurs seraient installés sur des bases de béton et un bassin étanche permettrait de récupérer l'huile diélectrique en cas de déversement accidentel. Les systèmes de refroidissement à l'éthylène-glycol fonctionneraient en circuit fermé.

Les huiles lubrifiantes et les produits d'ateliers seraient utilisés à l'intérieur des bâtiments; ces produits pourraient être recueillis et vidangés dans des citernes mobiles en période d'entretien. En cas d'incendie, de déversement accidentel ou de bris d'appareils, les eaux contaminées seraient captées par les drains de plancher et acheminées vers les séparateurs par le réseau de caniveaux.

Selon le promoteur, les eaux de lavage des turbines contiendraient 20 % de produits biodégradables, mais seraient exemptes d'huiles et de graisses. Il prévoit cependant les récupérer dans des bassins prévus à cet effet pour les analyser et les confier à une firme spécialisée si le taux de contamination le justifiait. Dans le cas contraire, elles seraient dirigées, de même que les eaux sanitaires, vers le réseau des eaux usées de la centrale Gentilly 2 (documents A1, p. 42, et A81, p. 3).

En cas de déversement accidentel en dehors des aires de rétention, l'un ou l'autre des produits énumérés ci-dessus pourrait ou bien circuler à la surface, ou bien s'infiltrer dans le sol et être véhiculé par les eaux souterraines. En surface, les contaminants emprunteraient les fossés de ceinture de la centrale jusqu'au ruisseau de la Pointe aux Roches. En

pénétrant le sol, les produits seraient acheminés jusqu'à la nappe phréatique où ils pourraient être retenus pendant plusieurs mois. Le mazout et les huiles se propageraient lentement dans l'environnement en raison de leur viscosité élevée et de leur faible solubilité dans l'eau; la mousse anti-incendie et le glycol étant des composés solubles, ils seraient rapidement entraînés par les écoulements de surface et souterrains.

Hydro-Québec considère que les risques de déversements de contaminants au cours de l'approvisionnement ou de l'exploitation sont faibles : une dalle de béton recouvrirait le quai de dépotage, une digue de rétention entourerait les réservoirs principaux, le réseau de caniveaux permettrait de canaliser efficacement tous les déversements, des vannes de contrôle seraient installées aux endroits stratégiques, etc. L'impact sur le sol est jugé négligeable tandis que l'impact sur les eaux de surface et souterraines est jugé mineur, toute contamination ne pouvant être que locale et de faible intensité (document A2, p. 171-172).

La commission s'inquiète du fait que l'effluent des séparateurs serait déversé en milieu naturel et que les eaux «épurées» pourraient séjourner pendant des périodes plus ou moins longues dans le ruisseau de la Pointe aux Roches, la décharge du Portage et les zones de rétention d'eau de la plaine inondable.

Le ministère de l'Environnement optait récemment pour un critère opérationnel de 10 µg/l d'hydrocarbures pétroliers totaux dans le milieu récepteur, pour la protection de la vie aquatique. L'effluent des séparateurs d'eau et d'huile contiendrait une valeur type de 15 mg/l d'huile; cette teneur est 1 500 fois plus élevée que le critère du milieu récepteur adopté par le Ministère et correspond à la concentration maximale généralement appliquée par les municipalités pour les effluents dans les réseaux d'égouts. La commission considère que le promoteur devrait présenter une solution qui permette en tout temps la protection de la vie aquatique.

- La propagation du bruit

Le bruit émis par les appareils situés à l'extérieur des bâtiments aurait pour effet de modifier la qualité sonore des lieux, à proximité de la centrale. Ces installations comprennent les systèmes d'admission d'air, les

systèmes de refroidissement au glycol et les émissions à la sortie des cheminées.

a) La réglementation

Il n'existe aucune réglementation relative au bruit en application au Québec (hormis le règlement relatif aux carrières et aux sablières). Toutefois, un projet de règlement concernant le bruit communautaire établit selon le zonage les niveaux sonores maximaux admis par les sources fixes (révision du 13 mai 1988).

Selon ce projet de règlement, le niveau de bruit à respecter aux limites des propriétés habitées, localisées en territoire zoné agricole, est de 40 dB(A) la nuit et 45 dB(A) le jour. Cependant, si le niveau de bruit ambiant du secteur dépasse déjà la norme, il devient la nouvelle limite d'acceptabilité du bruit (document A45).

b) Le niveau sonore actuel

Le niveau sonore actuel aux environs de la centrale projetée a été évalué à l'aide de relevés effectués à proximité des résidences les plus rapprochées de la centrale. Les relevés ont permis d'établir que sur la rive sud, les niveaux de bruit de fond varient entre 44,3 dB(A) et 48,8 dB(A), les niveaux plus élevés étant perçus à proximité du parc industriel. Sur la rive nord, les niveaux de bruit de fond oscillent autour de 42,3 dB(A).

Ces niveaux de bruit ambiant dépassent la norme fixée par le projet de règlement concernant le bruit communautaire et deviennent la nouvelle limite d'acceptabilité du bruit aux résidences les plus rapprochées de la centrale.

c) Le bruit causé par les installations

Les niveaux de bruit causés par les installations ont été calculés par le promoteur à l'aide des données fournies par les fabricants. L'analyse des données a permis d'établir que la principale source de bruit provient des émissions sonores à la sortie des cheminées (document A45, p. 14).

En période d'exploitation, le fonctionnement des quatre turbines entraînerait des augmentations de niveaux sonores dans les secteurs périphériques de la centrale. Les plus fortes augmentations seraient

limitées au secteur industriel de la zone d'étude. Pour les résidences les plus rapprochées de la centrale, une augmentation du niveau de bruit de fond serait observée sur la rive sud seulement (augmentation de l'ordre de 5 dB(A)).

Afin de respecter les normes de bruit, Hydro-Québec s'est engagée à installer des silencieux pour contrôler les émissions de chacune des cheminées. L'augmentation du niveau de bruit aux résidences les plus rapprochées serait alors inférieure à 0,6 dB(A). Une telle augmentation serait quasi imperceptible (document A45, p. 22).

La commission a vérifié auprès du promoteur si des modifications pouvaient être apportées aux silencieux des cheminées advenant le cas où les normes de bruit ne seraient pas respectées aux résidences les plus rapprochées :

«Si ça ne rencontre pas, à ce moment-là, il y a des discussions avec le manufacturier et puis il y a une pénalité qui a été mise dans le devis qui dit que le manufacturier doit rencontrer ces normes, puis on utilise la pénalité pour installer des silencieux plus performants.» (audience, 1^{re} partie, vol. 8, p. 87-88)

Toutefois, il n'est pas toujours techniquement possible d'apporter les correctifs nécessaires après que la construction soit complétée; par conséquent, les clauses de pénalité sont souvent inefficaces.

La commission est d'avis que la performance des silencieux devrait être clairement identifiée à l'étape des plans et devis, de façon à s'assurer que les normes de bruit puissent être respectées aux résidences les plus rapprochées sans qu'un recours aux clauses de pénalité soit nécessaire.

6.4.3 Conclusion

L'évaluation des impacts découlant de l'aménagement du site proposé pour les bâtiments de la centrale a fait l'objet d'une description détaillée de la part du promoteur. Toutefois, les impacts découlant de l'aménagement du quai de dépotage et du parc de stockage de mazout, pour la variante actuellement retenue, n'ont pas été présentés dans l'étude d'impact.

Ainsi, l'emplacement exact du bâtiment de pompage, la localisation des réservoirs de mazout, le parcours des tuyaux d'alimentation du parc de stockage et le réseau de drainage pour la récupération des eaux huileuses n'ont pas été clairement spécifiés. Ces divers éléments du projet peuvent avoir un impact important sur le milieu naturel, en particulier en ce qui a trait aux risques de déversement de mazout dans l'environnement. La commission considère que ces impacts doivent être évalués et que des mesures d'atténuation doivent être proposées pour chacune des variantes étudiées.

6.5 Les impacts sur la santé des travailleurs

En ce qui concerne la santé des travailleurs, seuls les risques qu'entraînerait l'existence de la centrale Gentilly 2 sur le fonctionnement de la centrale de Bécancour et sur son personnel ont fait l'objet de préoccupations de la part des citoyens ayant participé à l'audience. La commission a également examiné les autres types d'exposition professionnelle, soit le bruit, les contraintes thermiques et les matières dangereuses.

6.5.1 Les risques radiologiques

Pour ce qui est des risques radiologiques pour les travailleurs de la centrale TAG, la commission a noté que l'étude d'impact ne traite pas du sujet. Toutefois, la CCEA a confirmé à la commission que les radiations nucléaires qui émanent de la centrale Gentilly 2 sont plus faibles que 1 % des normes admissibles (document A17). Les travailleurs de la centrale TAG de Bécancour ne devraient donc pas, en principe, être exposés à des doses significatives de radiations. La commission a toutefois noté une grande inquiétude de la part de certains groupes en audience, et particulièrement en ce qui concerne les cas de malformation congénitale relevés dans la région. La commission tient à rappeler que son mandat ne lui permettait pas de faire enquête sur la protection de la population en regard des risques radiologiques.

L'impact sur la santé des travailleurs fait partie des impacts du projet et au chapitre des risques radiologiques, la commission note, comme l'ont souligné des participants à l'audience, que le statut des quelque vingt travailleurs qui pourraient éventuellement être appelés à travailler à la centrale TAG n'est pas clairement défini.

La commission estime donc que le statut des personnes appelées à travailler à l'éventuelle centrale TAG lors de la période d'exploitation doit être défini de concert avec la CCEA.

Bien que ne présentant pas de risque radiologique pour les personnes appelées à livrer du carburant, le fait que la zone de dépotage, c'est-à-dire de transbordement du mazout des camions vers les réservoirs, se trouverait à l'intérieur de la zone d'exclusion de la centrale nucléaire crée des contraintes de gestion en regard de l'application des mesures de contrôle de sécurité de la CCEA.

6.5.2 Le bruit

En ce qui concerne le bruit, l'étude d'impact stipule que pour une seule turbine «à 1 mètre à l'extérieur de l'enceinte isolante, en conditions de champ proche, sans effets réverbérants ou absorbants du reste du bâtiment», le bruit serait de 85 dB(A) (document A, p. 248).

L'étude d'impact ne présente pas de données concernant les niveaux de bruit produits par le fonctionnement simultané des quatre turbines. Il est évident que le niveau de bruit perçu dans la salle des turbines pourrait être supérieur à 85 dB(A). En effet, selon M. Michel Bolduc de la Commission de la santé et de la sécurité du travail (CSST), sans tenir compte des effets réverbérants et absorbants, l'effet cumulatif induirait un niveau de bruit supérieur à l'effet d'une seule turbine. Or, le Règlement sur la qualité du milieu de travail, qui découle de la Loi sur la santé et la sécurité du travail, identifie les limites maximales d'exposition des travailleurs en fonction du niveau de bruit et du temps d'exposition, exprimées en nombre d'heures par jour. Le tableau 6.6 présente, à titre indicatif, certaines valeurs tirées de l'article 45 de ce règlement.

L'étude d'impact stipule que :

«Dans certaines zones de bruits particulières, diverses mesures d'atténuation pourraient être établies : modifications de l'équipement, utilisation de barrières acoustiques pour protéger certains lieux de travail, protection auditive individuelle du travailleur.» (document A2, p. 248).

Or, le Règlement sur la qualité du milieu de travail stipule à l'article 50 que :

«L'exploitant d'un établissement doit se conformer aux normes établies aux articles 45 à 49 en mettant en œuvre les mesures indiquées ci-dessous, dans l'ordre suivant :

- a) en réduisant le bruit à la source;*
- b) en isolant tout poste de travail exposé à ce bruit;*
- c) en insonorisant les locaux de travail.»*

Tableau 6.6 Limites maximales d'exposition des travailleurs en fonction du niveau de bruit et du temps d'exposition

Niveau de bruit (en dB(A), dB(A) corrigés ou en dB(A) équivalents)	Temps d'exposition permis (h/jour)	
	(Actuel)	(À venir)
85	16	8
90	8	4
95	4	2
100	2	1
105	1	0,5
110	0,5	0,25

Tiré du Règlement sur la qualité du milieu de travail.

Le même article stipule également que le fait de mettre à la disposition des travailleurs des protecteurs auditifs ou de limiter le temps d'exposition des travailleurs n'enlève en rien à l'exploitant de l'établissement l'obligation de mettre en oeuvre les mesures précédemment citées.

M. Jean Nicolas, un spécialiste en acoustique de l'Université de Sherbrooke explique que «le fait d'apporter des correctifs après que la construction soit complétée est toujours plus onéreux que de prévoir dès l'étape des plans et devis. Les études acoustiques prévisionnelles peuvent évaluer par simulation les niveaux de bruits anticipés et être un outil fort utile pour planifier les correctifs à être apportés et ainsi rendre les mesures d'atténuation pour le bruit plus performantes» (Jean Nicolas, communication verbale).

La commission estime nécessaire que soient effectuées des études acoustiques prévisionnelles et, qu'au besoin, des mesures d'atténuation soient développées à l'étape des plans et devis pour que le bâtiment soit conforme aux exigences du Règlement sur la qualité du milieu de travail.

6.5.3 Les contraintes thermiques

Selon l'étude d'impact, les travailleurs seraient soumis à des températures pouvant être relativement élevées. Les chambres de combustion, les turbines et les cheminées de gaz d'échappement seraient des sources importantes de chaleur. «La température des chambres à combustion varie de 1 400 °C à 1 550 °C et la température des gaz d'échappement est d'environ 550 °C. Les systèmes de refroidissement et d'isolation thermique permettent de maintenir la température de surface de la turbine à moins de 85 °C. L'enceinte isolante constitue une protection supplémentaire» (document A2, p. 249). Hydro-Québec reconnaît qu'en certaines circonstances, «les limites d'exposition aux contraintes thermiques permises en vertu du Règlement sur la qualité du milieu de travail pourraient être dépassées» (document A2, p. 240). Les mesures d'atténuation qu'elle se propose de développer au besoin consisteraient en une modification de l'installation, en une modification du système de ventilation et en l'établissement d'un régime d'alternance travail/repos.

L'article 40 du Règlement sur la qualité du milieu de travail stipule que lorsque l'indice de contrainte thermique dépasse la courbe de travail continu qui atteint un maximum de 31 °C (W BGT) approximativement, l'exploitant doit «réaménager le poste de travail exposé à l'aide d'écrans réfléchissants, d'une isolation ou d'une ventilation supplémentaire, de manière à réduire l'indice de contrainte thermique à ce poste de travail à une valeur inférieure ou égale aux valeurs de la courbe de travail continu» (maximum de 31 °C approximativement). Ce n'est que lorsque ces

mesures s'avèrent impossibles ou ne permettent pas d'atteindre la courbe de travail continu que l'exploitant doit alors contrôler la charge de travail, le temps d'exposition et le temps de récupération conformément au régime d'alternance travail/repos prévu à cette fin à l'annexe D du Règlement et dont un extrait est présenté au tableau 6.7 :

La commission est d'avis que la contrainte thermique pour les travailleurs représente un problème qui pourrait se résoudre à l'aide d'écrans réfléchissants, d'une isolation et d'une ventilation adéquate sans difficulté et ainsi respecter les exigences de la CSST.

Tableau 6.7 Valeurs limites admissibles d'exposition à la chaleur en °C (W BGT)

Régime d'alternance travail/repos	Charge de travail		
	Travail léger	Travail moyen	Travail lourd
Travail continu	30,0	26,7	25,0
Travail 75 %, repos 25 % (toutes les heures)	30,6	28,0	25,9
Travail 50 %, repos 50 % (toutes les heures)	31,4	29,4	27,9
Travail 25 %, repos 75 % (toutes les heures)	32,2	31,1	30,0

6.5.4 Les matières dangereuses

Plusieurs matières dangereuses qui seraient utilisées sont théoriquement susceptibles de causer des problèmes aux travailleurs. Il est possible que des gaz d'échappement se retrouvent dans le bâtiment principal, soit par contamination de l'air frais à l'entrée du système de ventilation, soit directement par des fuites dans les conduites des gaz d'échappement.

L'étude d'impact stipule que :

«Compte tenu de la conception de la centrale, de l'organisation du travail, de la nature des produits en cause et de l'usage qui en sera fait, il est peu probable que les limites d'exposition permises aux matières dangereuses [...] soient dépassées.» (document A2, p. 250).

Le promoteur préconise l'entretien périodique du matériel pour réduire la probabilité de fuite de gaz à l'intérieur du bâtiment, de même qu'un système de ventilation adéquat.

Après vérification auprès de la CSST, la commission estime que les mesures préconisées par Hydro-Québec dans son étude d'impact en ce qui a trait à la réduction des risques d'exposition des travailleurs aux matières dangereuses apparaissent appropriées dans la mesure où aucun phénomène de rabattement ne viendrait contaminer l'air ambiant pouvant être amené à l'intérieur de l'édifice par le système de ventilation.

6.6 Les impacts socio-économiques

Les impacts socio-économiques peuvent être regroupés en deux catégories, soit les retombées économiques régionales et les autres impacts économiques. La commission n'a pas analysé en profondeur l'ensemble des retombées économiques du projet TAG de Bécancour; elle a toutefois identifié celles qui ont suscité le plus d'intérêt.

6.6.1 Les retombées économiques régionales

Hydro-Québec estime les coûts de construction et d'exploitation pour la variante qu'elle retient à 388 673 000 \$ (en dollars de réalisation) alors que les frais d'exploitation annuels s'élèveraient à 7 770 000 \$. Les retombées économiques régionales qui découleraient de la construction de la centrale TAG de Bécancour se divisent en trois catégories :

- le recrutement direct de la main-d'œuvre;
- l'achat de biens et de services pour les besoins de la construction;
- l'achat de biens et de services par les équipes de chantier.

De plus, Hydro-Québec prévoit octroyer des crédits en vertu du programme de mise en valeur de l'environnement de l'ordre de «1 % ou 2 % au maximum du coût du projet» (document A2, p. 261).

En ce qui concerne le recrutement de la main-d'œuvre, ce qui équivaudrait à une masse salariale régionale de quelque 16,8 millions de dollars, Hydro-Québec estime que «la main-d'œuvre locale permettra de répondre à près de 65 % des besoins des entrepreneurs» (audience, 1^{re} partie, vol. 1, p. 57).

L'achat de biens et de services pour les besoins de la construction concerne plus spécifiquement les dépenses liées au séjour «plus ou moins prolongé, dans la communauté d'accueil, de nombreux employés d'Hydro-Québec ou de ses entrepreneurs, de même que des équipes de travailleurs chargées de la construction» (document A2, p. 254). Ce qui entraînerait des retombées économiques pour les restaurateurs, hôteliers, stations-service, etc. pour quelque «3 900 personnes-jour» (document A2, p. 255), pour un montant de quelque 1,75 million de dollars (document A2, p. 260).

En ce qui concerne l'achat de biens et de services pour la construction, l'achat des turbines à gaz «constitue une dépense très élevée (74,4 millions sur un total de 117 258 000 \$)» (document A2, p. 257); comme elles ont été commandées à la compagnie Générale Électrique du Canada, cela exclut une grande part des retombées économiques régionales relativement à l'achat de biens et de services pour la construction. Hydro-Québec évalue ces retombées entre 16 275 000 \$ et 32 550 000 \$ (document A2, p. 259).

Les retombées économiques régionales totales, au cours de la période de construction, devraient s'établir, selon Hydro-Québec, entre «34,8 et 51,1 millions de dollars» (document A2, p. 260). À cela doivent s'ajouter les retombées économiques liées au programme de mise en valeur de l'environnement, qui s'établiraient entre 3,88 et 7,76 millions de dollars.

Le promoteur prévoit des coûts d'exploitation de l'ordre de 7,7 millions de dollars, dont 2 millions en salaires versés au personnel, qui créeraient des retombées régionales annuelles.

Il est vraisemblable que l'exploitation de la centrale TAG de Bécancour, qui ne serait en activité que de façon intermittente pour un maximum de 200 heures par année, ne créerait que très peu de nouveaux emplois directs. En effet, selon Hydro-Québec, la majorité des employés seraient des personnes déjà affectées à l'exploitation de la centrale Gentilly 2. Tenant compte de ces informations, le montant prévu en salaires versés au personnel paraît considérable.

6.6.2 Les autres impacts économiques

Un des impacts économiques indirects résultant de l'exploitation de la centrale TAG est lié au fait que les émissions atmosphériques réduiraient la capacité d'accueil du parc industriel. En effet, la concentration maximale de SO_2 calculée par Hydro-Québec pourrait atteindre 86 % de la norme horaire dans l'air ambiant, ne laissant plus que 14 % pour les apports supplémentaires provenant de nouvelles industries ou d'augmentation de production des industries déjà présentes. En ce qui concerne le NO_2 , la centrale TAG ferait grimper de quelque 18,4 % la concentration maximale horaire, pour atteindre une valeur maximale théorique de 82 % de la norme. Il est à souligner que ces pourcentages sont probablement fortement surestimés et qu'ils représentent des situations hypothétiques pessimistes. Il n'en demeure pas moins que les nouveaux apports de polluants dans l'air ambiant réduisent la capacité d'accueil d'un milieu à recevoir d'autres sources de NO_2 et de SO_2 .

Un impact ayant des incidences économiques positives est lié à la possibilité de se prévaloir d'une source d'énergie provenant de la centrale TAG lors des périodes de pointe ou lors d'une panne du réseau provoquant des problèmes de fonctionnement à Gentilly 2. Dans l'éventualité où aucun autre moyen n'aurait été mis en œuvre pour répondre à ces demandes, l'exploitation de la centrale TAG de Bécancour éviterait, d'une part, des délestages pouvant être coûteux pour les utilisateurs du réseau et, d'autre part, l'usure prématurée des installations de production à Gentilly 2, si celles-ci devaient répondre de façon plus fréquente aux fortes sollicitations découlant des pannes.

6.7 Les risques d'accidents routiers

La circulation des camions-citernes pour l'approvisionnement en combustible pourrait entraîner certains risques d'accidents routiers et des déversements accidentels de produits pétroliers, à la fois sur le site proposé pour la centrale de Bécancour et sur les routes principales et secondaires empruntées par les camions de livraison.

Selon Hydro-Québec, la livraison du combustible pourrait être effectuée à partir de Drummondville ou de Trois-Rivières, deux localités peu éloignées de Gentilly (document A2, p. 141). Les camions-citernes devraient ainsi emprunter l'autoroute 30 pour avoir accès au site de la centrale de Bécancour. Or, cette voie de circulation connaît à l'heure actuelle des problèmes d'engorgement (document A2, p. 46).

L'augmentation de circulation routière attribuable aux camions-citernes serait maximale en exploitation d'urgence, et pourrait représenter une douzaine de passages à l'heure. En effet, l'installation de dépotage est conçue de façon à permettre le déchargement en vingt minutes de deux camions-citernes à la fois (document A1, p. 49).

La circulation sur l'autoroute 30 a été estimée, en moyenne annuelle, à 7 860 véhicules/jour en 1990 (audience, 1^{re} partie, vol. 4, p. 16). L'approvisionnement en combustible de la centrale de Bécancour entraînerait ainsi une faible augmentation de la circulation routière sur l'autoroute 30, soit moins de 2 % sur une base horaire, et ce, pendant tout au plus une dizaine de jours par année.

Par ailleurs, le risque d'accident sur le site même de la centrale serait considérablement réduit par la conception des voies d'accès. En effet, les camions-citernes pourraient se rendre à l'aire de dépotage et retourner à la route principale sans se croiser (document A2, p. 85). De plus, selon la variante actuellement retenue pour la localisation du parc de stockage, les véhicules de livraison auraient moins d'une centaine de mètres à parcourir sur la voie d'accès de la centrale Gentilly 2 pour se rendre au quai de dépotage.

La commission considère que, l'augmentation de la circulation qu'entraînerait le passage des camions-citernes dans la région de Bécancour ne constituerait pas un risque supplémentaire significatif d'accidents routiers ou de déversements accidentels.

6.8 Les risques d'incendie et d'explosion

Le mazout étant un élément inflammable, il nécessite un traitement spécial, que ce soit pour son transport, son dépotage, son stockage ou son utilisation. Les techniques de traitement sont bien connues dans l'industrie : un bon design minimise les possibilités de fuite de combustible, des systèmes de collection et de rétention ramassent et confinent une fuite éventuelle, des mesures de protection-incendie combattent tout début d'incendie et des murets de protection atténuent les effets éventuels d'une explosion.

Le projet de la centrale de Bécancour a été soumis à un consultant, expert en évaluation des risques, qui a fourni deux études, l'une portant sur les risques d'incendie (documents A22 à A24) et l'autre, sur les risques d'explosion (documents A25 et A26). De ces études, la commission a retenu les faits suivants.

6.8.1 Les risques d'incendie

Le mandat accordé au consultant visait les objectifs suivants :

- déterminer la probabilité d'incendie des turboalternateurs et des réservoirs de stockage de mazout;
- évaluer la fiabilité des systèmes de protection-incendie proposés pour le complexe;
- déterminer les risques de voisinage d'un feu d'un réservoir de mazout vis-à-vis des installations avoisinantes ainsi que vis-à-vis de Gentilly 2, selon le scénario qu'un incendie se déclare.

Le document principal produit par le consultant (document A22) décrit la méthodologie utilisée, analyse les données d'incendie et décrit les scénarios d'incendie étudiés, tandis que les autres documents (A23 et A24) constituent des références au premier.

Les probabilités d'incendie sont calculées d'après des données statistiques globales, c'est-à-dire portant sur l'ensemble des incendies répertoriés dans les turbines fonctionnant en régime de pointe et dans des réserves

contenant des produits pétrochimiques. D'après ces données, on obtiendrait les risques suivants :

- incendie de turbine à gaz : 1/470 par année;
- incendie impliquant un réservoir : 1/850 par année;
- incendie impliquant deux réservoirs : 1/8 500 par année.

Pour ce qui est des systèmes de protection-incendie proposés, le consultant estime qu'«Hydro-Québec a étudié en profondeur les risques d'incendie» et que «les systèmes de protection excèdent, dans plusieurs cas, les niveaux suggérés des principaux codes et standards». Le consultant est d'avis néanmoins qu'«Hydro-Québec devrait avoir un approvisionnement d'eau-incendie indépendant de tout autre utilisateur.»

Le consultant note également qu'en plus des systèmes de protection-incendie, la brigade-incendie de Gentilly 2 est disponible et qu'à la suite d'une alarme, les pompiers de la ville de Bécancour se rendraient au site dans environ 10 minutes.

Enfin, pour ce qui est des conséquences éventuelles d'un incendie, elles ont été calculées à partir de modèles mathématiques qui donnent l'émissivité thermique maximale en fonction de la distance du foyer de l'incendie et de la quantité de combustible en feu. Les effets ont été jugés, par le consultant, comme nuls à la centrale Gentilly 2, non négligeables au transformateur du bâtiment de pompes (on propose donc de construire un mur de protection), faibles au quai de dépotage (on ne recommande aucune modification car il s'agissait du pire des scénarios) et variables, en fonction de la distance, pour des personnes éventuellement exposées. Ces personnes disposeraient au maximum de 60 secondes pour s'abriter avant de subir des brûlures au deuxième degré.

Les annexes au document principal apportent des précisions supplémentaires. L'annexe A contient une série de recommandations visant à améliorer le degré de protection-incendie. L'annexe B porte sur les fondations du parc de stockage du combustible, contient également quelques recommandations et insiste sur la nécessité d'avoir recours à une main-d'œuvre spécialisée. L'annexe C porte sur l'éventualité d'un «boil-over» et l'auteur s'emploie à démontrer les raisons pour lesquelles le mazout n° 2 ne présente pas de risque de ce genre. Enfin, l'annexe D traite des modèles mathématiques utilisés. Il s'agit de modèles empiriques simples qui donnent l'intensité de la radiation thermique, appelée émissivité thermique

(mesurée en kW/m^2), en fonction du pouvoir émissif de l'incendie (énergie émise par unité de surface au bord extérieur du feu), de la surface du feu (telle que vue par l'objet cible) et de la transmissivité de l'énergie radiante dans l'atmosphère entre le feu et l'objet. Le pouvoir émissif tient compte du diamètre de la colonne de feu et de la présence des fumées opaques. La vitesse maximale du vent est prise comme étant de 15 km/h, vers la cible, ce qui fait incliner la colonne de feu de quelque 45° . Il est à noter qu'un feu peut durer jusqu'à 53 heures pour un incendie dans ce type de réservoir si les systèmes de protection sont inopérants.

Comme il a été dit précédemment (section 5.2.3), le comité d'experts internationaux, dans son deuxième avis, a critiqué le modèle empirique utilisé par le consultant qui sous-estime, d'après eux, l'intensité de radiation thermique dans la zone proche de l'incendie et a indiqué que le choix du niveau critique de 5 kW/m^2 , choisi pour éviter des blessures graves aux personnes se trouvant dans le voisinage de l'incendie, ne peut se justifier que «si [la] fuite [de ces personnes] est possible en 60 secondes».

Le consultant reconnaît lui-même que le modèle empirique utilisé souffre d'imprécisions : «[...] such semi-empirical methods are always subject to uncertainties when experimental data from small-scale fires are extrapolated to predict the thermal properties of large-scale fires».

Il est difficile à la commission d'évaluer correctement les conséquences d'une sous-estimation de l'intensité de radiation thermique. Si celle-ci n'était que de 10 % à 15 %, les effets sur les installations seraient négligeables. Si, par contre, elle se situait autour de 40 % à 50 %, les effets pourraient être beaucoup plus graves.

Par ailleurs, le choix de la variante 2 de l'emplacement des réservoirs de mazout rend ces inquiétudes caduques. Cependant, quelques inquiétudes subsistent sur les effets d'un incendie éventuel sur le personnel occasionnel.

La commission, en conséquence, est d'avis qu'Hydro-Québec devrait prévoir une marge de sûreté appréciable dans le calcul des distances entre l'emplacement des réservoirs de mazout et les autres installations de la centrale thermique.

Les études du consultant n'ont pas porté sur les effets éventuels d'un incendie sur l'aire de stockage des déchets radioactifs, sur l'environnement et sur la santé de la population. À la demande de la commission, Hydro-Québec a fourni les renseignements suivants à ce sujet :

«Les fosses de l'aire de stockage des déchets radioactifs (ASDR) de Gentilly sont construites en béton armé. Leur hauteur est typiquement de 4,0 m dont 1,5 m émerge du sol. Les murs de ces fosses ont une épaisseur variant entre 0,3 m à 0,6 m et les couvercles sont également en béton armé de 0,4 m d'épaisseur. Ces fosses contiennent exclusivement des déchets solides et elles sont étanches, elles ne contiennent aucun combustible nucléaire usé.»

«[...] Hydro-Québec estime que de par leur conception, les fosses de l'ASDR ne sont pas vulnérables à une projection de toit du réservoir due à une explosion. L'ASDR est à une distance d'environ 400 m de la future centrale de Bécancour et à environ 400 m de la zone de stockage du combustible choisie par Hydro-Québec.» (document A77, p. 8)

Pour ce qui est des effets potentiels des panes provenant d'un incendie des réservoirs de mazout, Hydro-Québec apporte les précisions suivantes :

- un incendie pourrait durer pendant 3 jours, s'il n'y a pas d'intervention;
- le taux de combustion du mazout serait d'environ 40 tonnes à l'heure;
- les produits de combustion incomplète et les polluants formés par la combustion seraient principalement du monoxyde de carbone (CO), de la suie, des hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP), de l'anhydride sulfureux (SO₂), des oxydes d'azote (NO_x) et des oxydes de métaux en traces;
- le taux d'émission des principaux produits de combustion seraient :
 - CO : 424 g/s
 - SO₂ : 111 g/s
 - NO_x : < 200 g/s
 - Suie : 1 500 g/s
 - HAP : 1 500 mg/s;

- pour mettre ces chiffres en perspective, Hydro-Québec compare la quantité totale des polluants produits par un incendie d'une durée de 10 heures avec ceux produits par la centrale elle-même pendant 200 heures de fonctionnement. Elle obtient le tableau suivant :

Tableau 6.8 Comparaison entre divers polluants produits par un incendie des réservoirs de mazout et par la centrale TAG

Polluant	Incendie	Centrale
CO	15,3 t	18 t
SO ₂	4 t	192 t
NO _x	< 10 t	52 t
Suie	55 t	3,7 t
HAP	55 kg	90 t

- les effets provenant de l'incendie sont évalués comme suit :

«Tenant compte des taux d'émission estimés pour le monoxyde de carbone (CO), l'anhydride sulfureux (SO₂) et les oxydes d'azote (NO_x), de l'éloignement relativement grand des populations locales, du potentiel de dispersion du panache relativement important avant d'atteindre les populations avoisinantes, de la durée relativement courte de l'événement (quelques heures ou moins), on peut estimer que les risques d'évacuation des populations avoisinantes sont très faibles dans le cas de l'incendie d'un réservoir d'huile.

On peut constater que le taux d'émission de suie serait relativement important dans le cas d'un incendie [...]. Cette suie se déposerait principalement dans l'environnement immédiat de la centrale (zone de quelques km), occasionnant une nuisance temporaire aux biens matériels des populations touchées par le panache. Tenant compte des faibles quantités de polluants en jeu [...] et de la durée relativement courte de l'exposition potentielle aux contaminants en question, les impacts aigus et

chroniques à la santé des populations et à l'environnement (animaux de ferme) sont jugés comme étant non significatifs.»

«En ce qui concerne les hydrocarbures aromatiques polynucléaires (HAP) se retrouvant sur les suies de l'incendie dont certains ont un potentiel cancérigène reconnu, les émissions totales estimées pour un incendie seraient du même ordre de grandeur ou inférieures aux émissions annuelles de HAP par la centrale proposée. Par conséquent, les risques chroniques à la santé des populations ou à celle des animaux, suite à l'exposition aux HAP originant d'un incendie hypothétique, seraient négligeables.» (document A77, p. 5 à 7)

6.8.2 Les risques d'explosion

Le mandat confié au consultant fait suite aux recommandations du comité d'experts internationaux appelé à évaluer les risques technologiques découlant de l'emplacement de la centrale de Bécancour sur le site de la centrale Gentilly 2. En voici le résumé :

- définir tous les termes associés aux explosions et expliquer les conditions requises pour qu'un des événements suivants se produisent : «BLEVE» (boiling liquid expanding vapour explosion), «boil-over», «vapeur cloud explosion» et «boule de feu»;
- à partir d'une compilation de données, indiquer les risques d'explosion dans le mazout;
- énumérer les causes d'explosion dans des réservoirs de mazout;
- indiquer le rôle des systèmes de prévention-incendie dans la réduction éventuelle des risques d'explosion;
- dans l'éventualité d'une explosion, décrire l'étendue des dommages aux structures avoisinantes;
- indiquer si une boule de feu, un «boil-over» ou une onde de surpression peuvent se produire.

Le document A30 traite de ces questions. Le consultant définit les termes, explique le mécanisme physique de chaque type d'explosion, décrit l'expérience pertinente dans ce domaine dans le monde, analyse les caractéristiques des objets pouvant exploser (un camion-citerne, un réservoir tampon, un réservoir principal), définit et évalue les scénarios d'événements possibles et détermine les zones de risque de bris de verre, d'endommagement à l'enveloppe des édifices et la distance maximale parcourue par des débris. Après avoir résumé les résultats, il recommande un certain nombre de mesures visant à minimiser les risques encourus. La méthodologie de calcul est présentée en annexe à son étude. Le document A31 contient des références.

En résumé, le seul mécanisme d'explosion retenu est celui de la déflagration. Trois scénarios de déflagration ont été considérés : dans un réservoir principal de mazout, dans un réservoir tampon et dans un camion-citerne. L'expérience historique est trop faible pour pouvoir déterminer la probabilité de tels événements. Dans les calculs des conséquences, le consultant prétend avoir pris les hypothèses les plus pessimistes (réservoirs pleins, conversion totale de l'énergie chimique potentielle, inefficacité totale des systèmes de dépressurisation et des systèmes de protection-incendie, etc.).

Dans les pires cas évalués, il y aurait quelques dommages sur les digues de rétention, dans le cas d'une explosion dans un réservoir principal de mazout, et de légers dommages sur les structures abritant les filtres à air des turbines, ainsi que sur la face nord de l'édifice de protection-incendie, dans le cas d'explosion dans un réservoir tampon, et des dommages plus importants au quai de dépotage pour le cas d'une explosion dans un camion-citerne. Les calculs se réfèrent à l'emplacement de la variante n° 1 des réservoirs de mazout.

Les conclusions du consultant sont formelles : «La centrale nucléaire Gentilly 2 et son poste de distribution sont beaucoup plus éloignés des zones de surpression de détonation et des risques de retombée de fragments provenant d'une déflagration dans un réservoir d'huile ou dans un camion-citerne. Ces zones d'endommagement [ne] rejoignent au maximum que l'édifice des turbines du côté nord.»

Enfin, pour minimiser les risques d'accident, le consultant recommande un renforcement de certains murs de protection, l'affaiblissement intentionnel des cordons de soudure entre le corps des réservoirs et le toit

du côté opposé des bâtiments et la mise en pratique de très bonnes procédures de dépotage des camions-citernes.

Comme il a été dit à la section 5.2.3, le comité d'experts internationaux, dans son deuxième avis, met sérieusement en question le fait que le seul mécanisme d'explosion à être considéré est celui de la déflagration. Il se réfère à l'incendie d'un dépôt Shell à Lyon, en France, qui a été suivi par une violente explosion accompagnée d'une boule de feu, provoquée probablement par un «boil over» ou un «BLEVE». De plus, il considère que les effets d'une déflagration éventuelle sont sous-estimés. Hydro-Québec ne partage cependant pas l'avis du comité d'experts sur ces deux sujets (document A76).

La commission n'est pas en mesure d'émettre un avis sur la possibilité d'une explosion suivie par la formation d'une boule de feu. Elle estime donc que la récente décision d'Hydro-Québec d'éloigner l'emplacement des réservoirs de mazout va dans le bon sens mais que seule la confirmation par le comité d'experts internationaux en garantira l'acceptabilité.

Par ailleurs, la commission est d'avis qu'Hydro-Québec devrait établir, de concert avec le service d'incendie de la ville de Bécancour, un plan d'urgence sur les mesures à prendre en cas d'incendie ou d'explosion.

6.9 Les risques associés à la proximité de la centrale Gentilly 2

Les risques associés à l'emplacement de la centrale de Bécancour sur le site de la centrale Gentilly 2 se classent en deux catégories :

- les risques sur Gentilly 2 provenant de la centrale de Bécancour;
- les risques sur la centrale de Bécancour provenant de Gentilly 2.

La première catégorie de risques a déjà été considérée. Les risques d'incendie et d'explosion ont été examinés à la section précédente. Les autres risques, associés à des défaillances dans les systèmes qui connectent les deux centrales (systèmes d'alimentation électrique et la canalisation de l'eau déminéralisée) ont été considérés à la section 5.2.2 portant sur le choix du site. Les travaux d'un consultant (document A35) ayant analysé l'ensemble des effets négatifs potentiels sur Gentilly 2 sont présentés à l'annexe 11. Ce consultant a examiné les effets d'événements

majeurs (tremblements de terre, inondations, vents violents, températures froides excessives et chutes de neige exceptionnelles) pouvant toucher à la fois les deux centrales.

L'ensemble de ces études montrent que les incendies et les explosions de mazout ne toucheraient pas la centrale Gentilly 2, que les défaillances dans les systèmes communs influenceraient extrêmement peu la sûreté de Gentilly 2 et que les événements exceptionnels n'entraîneraient pas de risques supplémentaires pour la centrale Gentilly 2.

Les risques qu'entraînerait l'existence de la centrale Gentilly 2 sur le fonctionnement de la centrale de Bécancour n'ont pas été explicitement considérés par Hydro-Québec. Ces risques sont de nature radiologique et peuvent viser le personnel de la centrale de Bécancour, une contamination éventuelle de cette centrale et la mise hors d'usage de la centrale Gentilly 2.

Le cas du personnel est traité à la section 6.4.1. Une contamination radioactive de la centrale Bécancour ne pourrait survenir qu'en cas d'accident grave à la centrale nucléaire Gentilly 2. Cette éventualité a été jugée comme étant tout à fait exceptionnelle.

Pour ce qui est du déclassement de la centrale Gentilly 2, celui-ci est prévu, en principe, dans 20 ans, ce qui coïncide avec la durée de vie utile de la centrale de Bécancour (document A62, p. 24). Si la centrale Gentilly 2 devenait inopérante avant terme, Hydro-Québec procédera vraisemblablement comme avec la centrale Gentilly 1. Les mesures de désaffectation de cette centrale n'ont pas perturbé le fonctionnement de la centrale Gentilly 2 située dans son voisinage immédiat. Il ne faut pas s'attendre, par conséquent, à un impact quelconque d'une désaffectation éventuelle de la centrale Gentilly 2.

CHAPITRE **7**

Résumé et conclusion

7.1 Le projet

Hydro-Québec propose de construire une centrale à turbines à gaz (TAG) d'une puissance d'environ 336 mégawatts (MW) à Bécancour pour atteindre deux objectifs : répondre à l'accroissement anticipé de la demande d'électricité pendant la période de pointe annuelle d'utilisation de son réseau, soit entre les mois de décembre et de mars, et améliorer, pour des raisons de sécurité, la fiabilité de réalimentation des services auxiliaires de la centrale nucléaire Gentilly 2 en cas de pannes de ce réseau.

Le projet consiste à installer quatre turbines à gaz de type industriel utilisant le mazout n°2 (diesel) comme combustible. Hydro-Québec a rejeté l'emploi du gaz naturel en raison surtout de son manque de disponibilité pour répondre spécifiquement à la demande de pointe. Un parc de stockage du mazout, situé à environ 350 mètres de la centrale de Bécancour, assurerait une autonomie d'environ 70 heures d'exploitation à pleine puissance. L'approvisionnement est prévu par camions-citernes.

La centrale de Bécancour serait appelée à fonctionner environ 200 heures par année. De ce total, moins d'une dizaine d'heures seraient nécessaires pour la réalimentation des services auxiliaires de la centrale Gentilly 2 alors que l'entretien des équipements représenterait environ le même nombre d'heures de fonctionnement.

Le calendrier de réalisation proposé par Hydro-Québec prévoit la mise en chantier de la centrale à l'automne de 1991 et la mise en service des deux premiers groupes turboalternateurs, à la fin de 1992. Le coût global du projet serait de 388,7 millions de dollars et les frais d'exploitation annuels sont estimés à 7,77 millions.

7.2 Les préoccupations des participants à l'audience

À la suite du dépôt de l'étude d'impact au ministre de l'Environnement, laquelle fut rendue publique par le BAPE au cours du printemps de 1991, dix demandes ont été adressées au Ministre pour que le projet fasse l'objet d'un examen public. Le Ministre mandatait alors le BAPE de tenir une audience et de lui faire rapport de ses constatations et de son analyse du dossier. Le mandat, d'une durée de quatre mois, a débuté le 17 mai pour se terminer le 17 septembre 1991.

Le projet a suscité l'intérêt de plusieurs groupes environnementaux et organismes de la région de Bécancour, mais aussi celui de nombreux groupes nationaux. Pour la grande majorité des groupes ayant présenté un mémoire, le projet de centrale de Bécancour est injustifié. Ceux-ci ont prétendu que la mise en œuvre de mesures d'efficacité énergétique et de programmes favorisant les économies d'énergie serait suffisante pour répondre à la demande en période de pointe d'utilisation du réseau. La plupart des groupes réclament un débat public sur l'énergie tandis que certains exigent un moratoire sur tous les projets d'Hydro-Québec d'ici la tenue de ce débat.

Plusieurs participants ont également mis en doute le bien-fondé de la deuxième justification présentée par Hydro-Québec, soit la réalimentation des services auxiliaires de la centrale Gentilly 2, pour plutôt prôner le démantèlement de cette centrale nucléaire. Le choix d'implanter la centrale à l'intérieur de la zone d'exclusion de la centrale Gentilly 2 a été fortement remis en question. La crainte du nucléaire et les dangers associés à la proximité des deux centrales ont été soulevés à plusieurs reprises par les participants.

D'autre part, plusieurs estiment que la réelle justification du projet est l'approvisionnement d'urgence des industries du Parc industriel et portuaire de Bécancour, qui pourraient souffrir de lourdes pertes lors de pannes du réseau d'Hydro-Québec. D'autres ont évoqué également les

besoins accrus qu'entraînent les contrats d'exportation avec les réseaux voisins ou encore ont soutenu que la croissance de la demande est le résultat d'une exigence issue des ententes avec le Northeast Power Coordinating Council (NPCC).

Un autre enjeu majeur discuté par les participants lors de l'audience a trait aux rejets atmosphériques de la centrale. Certains ont remis en question l'utilisation du mazout n°2 comme combustible et ont dénoncé la contribution du projet aux pluies acides et à l'effet de serre. Nombreux sont ceux qui ont dit craindre aussi l'effet cumulé des émissions de la centrale avec celles du Parc industriel et portuaire de Bécancour et leur impact sur la santé de la population. Un meilleur suivi de la qualité de l'air dans le secteur influencé par le parc industriel a été réclamé par la majorité des participants qui ont réclamé que ces informations soient rendues publiques. Beaucoup craignent également que la durée d'utilisation annuelle de la centrale dépasse les 200 heures prévues par le promoteur.

En résumé, sur l'ensemble des seize mémoires et des deux commentaires oraux présentés à la commission en deuxième partie d'audience, seulement trois étaient favorables au projet.

7.3 L'analyse des justifications

Hydro-Québec justifie le projet TAG par l'augmentation des besoins de puissance en période de pointe et par la nécessité de rétablir l'alimentation électrique aux services auxiliaires de la centrale nucléaire Gentilly 2 en cas de panne du réseau.

Selon le scénario de croissance moyenne de la Proposition de plan de développement d'Hydro-Québec 1990-1992, horizon 1999, l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité exigerait de nouveaux équipements de pointe pour la période 1992-1994. Malgré les diverses options étudiées (devancement de projets de mise en service et de réfection de centrales, programmes de gestion de la demande, ententes avec les réseaux voisins pour l'achat de puissance de pointe et le partage de la réserve, etc.), Hydro-Québec estime que l'installation de turbines à gaz constitue le seul moyen sûr de faire face aux besoins supplémentaires de puissance.

La Commission de contrôle de l'énergie atomique (CCEA) délivre les permis d'exploitation de la centrale nucléaire Gentilly 2 sur la base des études de sûreté préparées par Hydro-Québec. Une de ces études prévoyait que les services auxiliaires de la centrale seraient alimentés dans un délai de 30 minutes suivant une panne du réseau. Cette hypothèse s'étant avérée irréaliste, Hydro-Québec a opté pour l'installation de turbines à gaz à Bécancour, à quelque 450 mètres de la centrale Gentilly 2, c'est-à-dire à l'intérieur de sa zone d'exclusion. Cette proximité assurerait, selon Hydro-Québec, un maximum de fiabilité à la réalimentation des services auxiliaires grâce à l'utilisation de câbles souterrains pour le raccordement électrique et à la proximité du personnel de Gentilly 2 pour assurer les opérations d'urgence.

Selon le promoteur, c'est donc la conjugaison de deux besoins distincts qui motive le choix de Bécancour comme site du projet. Il est cependant important de bien comprendre que, en ce qui concerne les besoins de Gentilly 2, c'est principalement l'emplacement du site de la centrale qui influence le niveau de fiabilité de la réalimentation électrique, alors que pour les besoins de pointe, c'est surtout la date de réalisation qui est importante, et non l'emplacement de la centrale.

La commission a analysé séparément chacune de ces deux justifications.

- La satisfaction de la demande de pointe

Hydro-Québec justifie le dimensionnement de son projet de Bécancour, soit quelque 336 MW, à partir de ses prévisions de demande de pointe sur un horizon de 20 ans et, de façon plus spécifique, pour répondre aux déficits en matière de puissance de pointe prévus dès les prochaines années.

Au Québec, la demande de pointe survient l'hiver, en raison principalement du chauffage résidentiel et commercial. Hydro-Québec prévoit une croissance annuelle moyenne des besoins en puissance de pointe d'environ 3 % entre 1990 et 1993, mais de 2,1 % entre 1989 et 2006.

Pour vérifier si la justification de l'augmentation de la demande d'électricité lors de la pointe était fondée, la commission a analysé en détail toutes les données fournies par Hydro-Québec ou provenant d'autres sources. Elle a également eu recours aux services d'experts indépendants.

Sur la base de l'ensemble de cette analyse, et compte tenu des informations dont elle dispose, la commission est d'avis que l'augmentation annuelle moyenne de la demande en électricité qu'Hydro-Québec a évaluée à 2 % (voir la croissance de la demande, section 4.1.2, p. 54) ne peut être considérée comme surestimée. La commission note cependant que la marge d'erreur de ces prévisions est probablement plus grande que la capacité proposée pour la centrale de Bécancour. Toutefois, cette constatation sur les prévisions d'augmentation de la demande ne tient pas compte d'une éventuelle mise en application d'une politique québécoise visant l'efficacité et l'économie d'énergie ou en particulier d'une tarification différenciée dans le temps qui pourraient avoir une influence significative sur la demande future.

- La réserve

Hydro-Québec compte augmenter sa réserve en puissance d'environ 1 500 MW entre 1990 et 1994. Selon le promoteur, cette puissance supplémentaire doit être ajoutée de façon, entre autres, à assurer une meilleure stabilité du réseau de transport et une meilleure fiabilité du parc d'équipements. Cette puissance permettrait également de satisfaire les exigences du NPCC.

Les experts consultés par la commission estiment que ces exigences du NPCC ne devraient pas être considérées comme répondant seulement aux spécifications des contrats d'exportation d'électricité vers la Nouvelle-Angleterre, comme le supposaient certains participants à l'audience, mais aussi aux critères de fiabilité d'un réseau moderne de transport d'électricité. Par ailleurs, ils ajoutent que le partage de réserve pourrait techniquement être augmenté dans un avenir prochain lorsque le réseau d'Hydro-Québec sera mieux intégré avec ceux de ses voisins.

En conséquence, la commission admet qu'un niveau de réserve de puissance est indispensable, et estime que les augmentations prévues visent à répondre aux standards d'exploitation des réseaux du Nord-Est américain. Cependant, la commission peut difficilement se prononcer sur le calendrier prévu par le promoteur pour l'addition d'une quantité aussi considérable de réserve en puissance.

- La gestion de la demande

Il existe deux façons de répondre aux accroissements de la demande. La première consiste à ajouter de la capacité génératrice supplémentaire, ce qui inclut les achats de puissance auprès des réseaux voisins ou auprès de producteurs indépendants. La deuxième consiste à intervenir sur les facteurs qui influencent la demande afin de la réduire. C'est ce qui est appelé la gestion axée sur la demande, laquelle connaît de plus en plus d'essor à l'heure actuelle puisqu'elle permet de réduire les coûts économiques des équipements à construire ou à exploiter, tout en évitant des coûts environnementaux souvent importants. Chez Hydro-Québec, ces programmes de gestion axée sur la demande comprennent la biénergie, la puissance interruptible, l'économie d'énergie et la production combinée.

Au dire des experts consultés par la commission, les mesures de gestion axée sur la réduction de la demande ne constituent pas nécessairement un instrument de réponse rapide et n'assurent pas une disponibilité de puissance aussi sûre qu'un équipement de production prêt à fonctionner. Pour cette raison, les producteurs pourraient difficilement utiliser uniquement la gestion axée sur la demande pour combler la totalité des besoins en période de pointe. Cependant, certaines mesures de gestion axée sur la réduction de la demande permettent d'agir plus rapidement sur les besoins en période de pointe. Selon l'Electric Power Research Institute, l'impact des tarifs sur la consommation serait particulièrement déterminant. Or, au Québec, la tarification différenciée dans le temps visant la réduction de la pointe ne s'applique que de façon très limitée.

Actuellement, lors des pointes, Hydro-Québec utilise deux centrales à turbines à gaz (La Citière et Cadillac) ainsi que la centrale thermique de Tracy. Des équipements hydro-électriques sont également disponibles ou prévus à court terme pour répondre à l'augmentation des besoins en puissance.

Hydro-Québec procède aussi à des achats d'électricité auprès des réseaux voisins ou auprès de producteurs indépendants. Par exemple, Hydro-Québec compte récupérer 750 MW à l'aide de la cogénération, dont 300 MW en période de pointe. En se basant sur les résultats d'un récent appel d'offres d'Hydro-Québec auprès de producteurs potentiels, la commission constate toutefois qu'il est raisonnable de croire que l'objectif de 750 MW pourrait être dépassé.

À la suite de son analyse, la commission garde l'impression que les possibilités en matière d'achats d'électricité ne sont pas totalement exploitées, notamment pour passer la période cruciale de l'hiver de 1993-1994, ou que d'autres solutions leur ont été préférées.

Enfin, en ce qui concerne la biénergie et la puissance interruptible, Hydro-Québec considère présentement que ces marchés sont en voie de saturation. Bien qu'il soit difficile pour la commission de porter un jugement sur cette prévision, il semble que, dans la situation actuelle, les programmes ne seraient pas appelés à jouer un rôle croissant pour réduire la demande de pointe, tout au moins au cours des prochaines années.

Les programmes visant une diminution de la consommation d'électricité misent sur une plus grande efficacité énergétique ainsi que sur la gestion de la demande. Ces pratiques d'efficacité et d'économie étant relativement récentes au Québec et certaines restant encore à implanter, la commission a voulu connaître les différentes actions entreprises ailleurs dans le monde. Elle a ainsi pu noter que de telles pratiques sont courantes dans de nombreuses régions du monde industrialisé et qu'elles sont d'autant plus efficaces lorsque les autorités gouvernementales en assurent la promotion.

Au Québec, dans son Plan de développement 1990-1992, horizon 1999, Hydro-Québec prévoit des économies d'énergie de l'ordre de 12,9 TWh/an (2 450 MW) d'ici 1999, sur un potentiel évalué à plus de 23 TWh/an (4 370 MW). Il est à noter qu'en raison des particularités de la demande de pointe au Québec (corrélation très forte avec la température, grande proportion des besoins reliés au chauffage électrique, demande pour le chauffage plutôt inélastique et difficile à déplacer dans le temps), il apparaît que la transposition des expériences réalisées dans d'autres régions doit être faite avec prudence.

La commission considère que le contexte qui a conduit à proposer le projet TAG pourrait cependant changer dans un avenir rapproché avec la mise en force d'une politique québécoise visant l'efficacité et l'économie d'énergie. Elle estime que l'implication du gouvernement du Québec dans la promotion des changements d'habitude de consommation d'électricité devrait produire des effets très positifs sur la réduction de la demande.

La commission considère également que la participation du public à l'élaboration de cette politique pourrait favoriser la concertation sociale à ce sujet et accélérer ainsi l'atteinte des objectifs recherchés. Enfin, la commission est d'avis qu'il serait opportun, lors de l'élaboration de cette politique, d'accorder une attention toute particulière aux solutions qui réduiront la demande de pointe, compte tenu que la satisfaction des besoins électriques de pointe par des moyens tels que la centrale TAG entraîne des impacts environnementaux importants et des coûts économiques élevés.

- La réalimentation d'urgence

Hydro-Québec a donné, comme deuxième justification au projet de construction de la centrale de Bécancour, le besoin de réalimenter, en cas de panne du réseau, les services auxiliaires de la centrale nucléaire Gentilly 2, c'est-à-dire l'ensemble des équipements de cette centrale qui ont besoin d'électricité pour fonctionner.

En régime de fonctionnement normal, les services auxiliaires sont alimentés, à la fois, par le réseau électrique d'Hydro-Québec et par le turboalternateur de la centrale elle-même. En cas de panne du réseau, l'alimentation des services auxiliaires peut donc se poursuivre grâce au turboalternateur, selon le mode d'opération appelé îlotage. Si la panne du réseau est soudaine ou si elle est précédée de fluctuations trop fortes de la fréquence du courant électrique, l'îlotage peut échouer. Dans ce cas, la turbine s'arrête, ce qui oblige le réacteur nucléaire à s'arrêter aussi. Comme le réacteur continue de produire de la chaleur qui doit être évacuée, des groupes électrogènes de secours se mettent automatiquement en marche pour alimenter les pompes auxiliaires qui assurent la circulation des fluides de refroidissement.

Selon les critères de sûreté de la Commission de contrôle de l'énergie atomique (CCEA), la durée des pannes du réseau ne devrait pas excéder 30 minutes car, passé cet intervalle, le risque de pannes dans les groupes électrogènes n'est plus négligeable. La CCEA exige donc que la réalimentation des systèmes auxiliaires de Gentilly 2 soit rétablie dans les 30 minutes. Elle accepte des exceptions à cette règle à condition que la fréquence des pannes d'une durée supérieure à 30 minutes ne dépasse pas le taux de 0,11 par année calculé par Hydro-Québec dans ses études de sûreté.

Or, la fréquence des pannes du réseau a été plus élevée que prévu, le taux de succès de l'ilotage moins grand que prévu, et la fiabilité de la réalimentation des services auxiliaires dans les 30 minutes (à partir de la centrale hydro-électrique Beaumont du réseau de la Mauricie) est également moins élevée que prévu. Ceci implique que la fréquence des pannes d'une durée de plus de 30 minutes est environ 2,5 fois plus élevée que celle jugée acceptable.

Hydro-Québec devait corriger la situation. À court terme, elle a modifié les procédures d'urgence associées au rétablissement du courant mais, à long terme, elle a décidé de construire une centrale dédiée à Gentilly 2, c'est-à-dire d'établir une source d'alimentation devant servir en priorité à la réalimentation des services auxiliaires de Gentilly 2.

D'après les calculs d'Hydro-Québec, la centrale doit fournir une puissance de 60 MW, avec une fiabilité de 97 %. Pour des raisons économiques et pour respecter un calendrier serré qu'elle s'est elle-même imposée, Hydro-Québec a choisi de construire une centrale à turbines à gaz. L'objectif de fiabilité qu'elle s'est fixée implique l'installation de trois turbines.

Dans son enquête, la commission a étudié les conséquences de la perte d'alimentation sur la sûreté de fonctionnement de Gentilly 2, a examiné les statistiques relatives aux pannes du réseau et à la fiabilité de réalimentation dans les 30 minutes, s'est intéressée aux effets des travaux d'amélioration du réseau de transport d'électricité sur la fréquence et la durée des pannes, et a analysé en profondeur l'objectif de fiabilité qu'Hydro-Québec s'est fixée.

Les résultats de cette enquête sont les suivants :

- la sécurité générale de la centrale nucléaire s'est quelque peu dégradée, autant à cause de l'augmentation de la fréquence des pannes du réseau que parce que la capacité de réalimentation des services auxiliaires de Gentilly 2 par la centrale Beaumont est moins élevée que prévu. La diminution du niveau de sécurité n'est cependant pas dramatique et n'a rien d'alarmant car la CCEA a renouvelé le permis d'exploitation de Gentilly 2, en août 1990, sans exiger de conditions particulières concernant le problème de réalimentation;

- Hydro-Québec doit certainement prendre des mesures correctives afin de rétablir le niveau de fiabilité de la réalimentation des services auxiliaires de Gentilly 2, mais aucun témoignage ne précise que ces mesures doivent être prises sans délai ou que la CCEA exigerait que la solution à long terme proposée par Hydro-Québec ait une fiabilité de 97 %;
- les arguments apportés par Hydro-Québec pour appuyer le choix de ce niveau élevé de fiabilité n'ont pas convaincu la commission qui constate que le niveau de fiabilité, au moment de la conception de la centrale Gentilly 2, en 1982, était estimé à 90 %; par ailleurs, les travaux d'amélioration du réseau de transport entrepris par Hydro-Québec devraient diminuer la fréquence des pannes générales et augmenter la fiabilité de réalimentation de la centrale.

Il faut noter que la fiabilité, qui avait été estimée à 90 % lors de la conception en 1982, puis évaluée à 80 % en 1986, a toujours été jugée acceptable par la CCEA. La fiabilité que peut procurer une seule turbine se situe autour de 75 % et celle de deux turbines, à environ 93 %. Cette dernière solution serait donc pleinement satisfaisante pour répondre aux besoins de fiabilité qui avaient été établis lors de la conception.

Mais Hydro-Québec veut aussi satisfaire des besoins de pointe évalués à 300 MW et justifie ainsi l'installation de quatre turbines. Ceci a pour effet de faire monter le niveau de fiabilité à 98 %. Ce niveau n'est cependant que la résultante des besoins créés par la satisfaction de la demande de pointe et non un besoin exigé pour la sécurité de Gentilly 2 ou par la CCEA.

En conclusion, la commission ne peut pas retenir l'argument du besoin de réalimentation des services auxiliaires de Gentilly 2 pour justifier, à lui seul, la construction de la centrale Bécancour avec quatre turbines à gaz.

Par ailleurs, la commission ne retient pas l'allégation voulant qu'Hydro-Québec ait proposé la construction de la centrale de Bécancour pour assurer les charges d'urgence des clients industriels. Elle reconnaît toutefois qu'en cas de panne locale, l'existence d'une centrale électrique dédiée à Gentilly 2 facilite la réalimentation, par le réseau, des charges d'urgence des clients du Parc industriel et portuaire de Bécancour dont la non-disponibilité pourrait entraîner des dégâts importants dans les équipements de production et, donc, des pertes économiques pouvant

devenir importantes, ainsi que des rejets industriels nocifs pour l'environnement.

7.4 Les variantes du projet

La commission a analysé les principales variantes considérées par le promoteur. Cette analyse a porté sur le choix du combustible, le choix du site, le choix de l'emplacement des réservoirs de combustible et le choix du type de turbine. Pour chacun de ces éléments, la commission a passé en revue les options envisagées, les critères de sélection adoptés et l'option retenue.

- Le choix du combustible

Le promoteur a évalué deux options : le mazout n°2 et le gaz naturel. Les critères de sélection utilisés ont été :

- la disponibilité du combustible;
- la fiabilité et la garantie d'approvisionnement;
- l'impact environnemental;
- les coûts d'investissement et d'exploitation;
- les risques d'accidents et d'impacts possibles sur la centrale nucléaire Gentilly 2.

À l'exception de l'impact environnemental, l'ensemble de ces critères favorise le choix du mazout n°2 comme combustible. Ceci est relié aux difficultés techniques associées à l'approvisionnement en gaz naturel en période de pointe hivernale. En effet, pour assurer un approvisionnement fiable en période de pointe, la capacité actuelle du réseau de transmission et de distribution du gaz naturel devrait être augmentée, ce qui nécessiterait un investissement important et impliquerait des délais additionnels. De plus, étant donné la nature «imprévisible» des périodes de pointe, Hydro-Québec ne peut garantir un volume annuel de consommation du combustible.

La commission considère qu'étant donné la difficulté d'approvisionnement du gaz naturel en période de pointe et le mode d'exploitation prévu pour la centrale, soit un fonctionnement intermittent en période hivernale, le choix du mazout n°2 comme combustible est justifié.

Comme, par ailleurs, le gaz naturel est un combustible moins polluant que le mazout, que l'utilisation du gaz naturel nécessite une concertation avec GMi et que les délais de réalisation d'un projet d'envergure dans ce domaine sont très longs, la commission estime qu'il est important qu'Hydro-Québec planifie, le cas échéant, de concert avec GMi, les moyens pour assurer l'approvisionnement en gaz naturel des centrales à combustible fossile dont la construction serait requise.

- Le choix du site de la centrale

Hydro-Québec a retenu cinq sites pour la localisation de la centrale TAG, dont trois à l'intérieur de la zone d'exclusion de la centrale nucléaire Gentilly 2. Dans l'évaluation des sites retenus, Hydro-Québec a utilisé les critères de sélection suivants :

- la fiabilité de réalimentation des auxiliaires de Gentilly 2, telle qu'évaluée d'après la simplicité du raccordement électrique avec la centrale;
- la facilité d'exploitation et la disponibilité d'expertise technique;
- l'impact sur l'environnement, en particulier sur le sol et la végétation;
- les coûts supplémentaires d'implantation.

Selon le promoteur, l'ensemble de ces critères favorise le site situé à l'intérieur de la zone d'exclusion, à 450 m de la centrale Gentilly 2.

La commission admet que le site choisi pour implanter la centrale constitue la meilleure solution parmi les variantes considérées si l'on se limite aux quatre critères retenus. Elle s'interroge cependant sur l'importance accordée au critère de fiabilité qui exclut, par le fait même, bon nombre de sites potentiels situés à l'extérieur de la zone d'exclusion de Gentilly 2.

Par ailleurs, la commission est sensible aux inquiétudes exprimées par la population quant aux risques supplémentaires inhérents à la proximité des deux centrales. C'est pourquoi, bien qu'elle considère que les avantages associés à ce voisinage (disponibilité sur place d'expertises techniques, utilisation en commun de plusieurs services, facilité de contrôle en cas d'accident, etc.) l'emportent légèrement sur les inconvénients éventuels, la commission aurait toutefois souhaité qu'Hydro-Québec puisse trouver un site à l'extérieur de la zone d'exclusion. Ceci aurait permis d'éliminer

toute perception négative de la part de la population au sujet des effets potentiels d'une centrale sur l'autre.

Enfin, la commission tient à souligner que l'élément le plus problématique en ce qui a trait aux risques inhérents à la proximité des deux centrales n'est pas l'emplacement de la centrale TAG elle-même, mais plutôt celui des réservoirs de combustible.

En conclusion, la commission considère donc comme acceptable le choix du site proposé par Hydro-Québec comme site éventuel de la centrale TAG, sans pouvoir affirmer pour autant qu'il s'agit de la «meilleure» solution.

- Le choix de l'emplacement des réservoirs de combustible

Pour des raisons économiques, techniques et environnementales, Hydro-Québec avait tout d'abord choisi, pour le parc de stockage de combustible, un emplacement situé à 60 m de la centrale TAG. Cette variante, soumise à un comité d'experts internationaux, a été rejetée par la suite sur la base des risques potentiels d'accidents (risque d'un incendie suivi par une boule de feu).

Hydro-Québec a soumis par la suite au même comité d'experts un autre projet d'emplacement des réservoirs de stockage situé à quelque 350 m de la centrale TAG et à environ 900 m de la centrale Gentilly 2.

La commission déplore vivement que la controverse concernant les risques liés à l'explosion d'un réservoir de mazout n'ait pas été résolue avant le dépôt de l'étude d'impact, et elle estime qu'une confirmation finale de l'acceptabilité de l'emplacement du parc de stockage doit être obtenue de la part du comité d'experts internationaux à la suite d'une analyse complète et détaillée. La commission estime également qu'Hydro-Québec doit établir, de concert avec le service d'incendie de la ville de Bécancour, un plan d'urgence pour prévoir les mesures à prendre en cas d'incendie ou d'explosion.

- Le choix du type de turbine

A priori, Hydro-Québec pouvait choisir entre deux types de turbines à gaz : le type aviation, déjà employé à la centrale La Citière, et le type industriel. Pour des raisons de fiabilité, elle a choisi le deuxième. Selon Hydro-Québec, les turbines à gaz de type industriel éprouvées sont manufacturées par quatre compagnies. En se fiant sur des critères techniques et environnementaux, Hydro-Québec a opté pour les turbines Générale Électrique, celles-ci étant moins polluantes en matière d'émissions d'oxydes d'azote que les autres modèles de turbines étudiés.

La commission considère donc que le choix d'Hydro-Québec est acceptable, mais elle n'est pas en mesure d'affirmer qu'il n'existe pas sur les marchés mondiaux d'autres types de turbines plus performantes sur les plans technique et environnemental.

7.5 L'évaluation des impacts et des risques

- Les impacts sur la qualité de l'air

Les impacts appréhendés du projet de centrale à turbines à gaz à Bécancour sur la qualité de l'air ont suscité beaucoup de préoccupations de la part des participants. La commission a donc jugé bon d'examiner de façon détaillée tous les éléments contribuant à l'évaluation des impacts attribuables aux émissions de la centrale et à celles des sources locales actuelles.

Les simulations effectuées par Hydro-Québec ont démontré qu'étant donné le mode intermittent d'exploitation de la centrale et la faible durée d'utilisation annuelle prévue (200 heures surtout en hiver), les concentrations maximales de polluants au sol permettraient de respecter en tout temps les normes québécoises d'air ambiant. La commission a toutefois été en mesure de constater que plusieurs facteurs pourraient influencer la précision des calculs de dispersion des polluants atmosphériques.

Par exemple, les données météorologiques utilisées pour les calculs de dispersion ont été relevées à Saint-Hubert et ne permettent pas de tenir compte des effets associés à la climatologie locale. Par ailleurs, certaines simulations ont été effectuées en considérant un modèle de turbine différent de celui retenu, ce qui pourrait conduire à une légère sous-

estimation des concentrations de SO₂. Sans remettre en question les conclusions du promoteur, la commission déplore que toutes les simulations n'aient pas été effectuées en considérant les caractéristiques d'émission de la turbine choisie, et que la précision des calculs n'ait pas été évaluée.

Pour tenir compte des impacts cumulatifs, les concentrations maximales attribuables aux émissions de la centrale proposée ont été superposées aux concentrations maximales estimées pour l'air ambiant. Les résultats ont indiqué que les normes de qualité de l'air seraient respectées en tout temps, mais que les concentrations maximales pourraient occasionnellement atteindre environ 80 % des limites fixées par le Règlement sur la qualité de l'atmosphère. Ce scénario pessimiste a quand même soulevé des inquiétudes de la part des participants, notamment en ce qui a trait aux impacts sur la santé humaine, la santé animale et la production agricole, et sur la capacité d'accueil du parc industriel.

Le promoteur a indiqué que l'évaluation des concentrations de polluants dans l'air ambiant reposait sur des bases plus ou moins solides, les différentes stations d'échantillonnage locales ne mesurant pas tous les polluants susceptibles de modifier la qualité de l'air ambiant dans la zone d'étude. Considérant le développement industriel important dans le secteur, plusieurs participants ont déclaré inacceptable le fait qu'un réseau fiable d'échantillonnage de qualité de l'air ne soit pas actuellement en exploitation dans la région de Bécancour.

Par conséquent, la commission considère qu'il est d'une grande importance qu'Hydro-Québec établisse la qualité actuelle d'air ambiant dans la zone d'étude, avant la mise en exploitation éventuelle d'une centrale. De plus, le promoteur n'a pas discuté suffisamment du fait que la géométrie des bâtiments peut entraîner le rabattement des gaz de cheminées vers le sol. La commission est d'avis qu'Hydro-Québec doit démontrer, avant la construction d'une centrale, que ce phénomène est négligeable et que son exploitation permettrait de respecter en tout temps les normes d'air ambiant du Règlement sur la qualité de l'atmosphère. La commission est également d'avis qu'Hydro-Québec devrait bonifier la station météorologique de Gentilly 2 et contribuer à la mise en place d'un réseau intégré et complet de surveillance de la qualité de l'air ambiant. Le contrôle et la coordination de ce réseau, par le ministère de l'Environnement, permettraient d'identifier les conditions météorologiques défavorables à la dispersion des polluants et de pouvoir intervenir rapidement auprès des

industries afin de réduire leur charge polluante lors de ces événements. Les résultats des mesures de qualité de l'air devraient être rendus publics, de façon à ce que la population puisse connaître l'évolution de l'état de l'environnement atmosphérique local.

- Les impacts sur la santé de la population

Plusieurs participants ont souligné le fait que l'obtention d'une autorisation gouvernementale pour un tel projet est basée en partie sur le respect des normes québécoises du Règlement sur la qualité de l'atmosphère. Or, ces normes sont, dans certains cas, supérieures aux critères et objectifs proposés par des institutions reconnues telle l'Organisation mondiale de la santé (OMS). En particulier, la concentration horaire maximale en SO₂ fixée par le Règlement est supérieure non seulement à l'objectif de l'OMS, mais également aux objectifs de qualité de l'air des provinces canadiennes et des États américains.

Hydro-Québec a évalué de façon semi-quantitative les risques à la santé attribuables à la présence de SO₂ et de NO₂ dans la zone d'étude et, de façon quantitative, le risque supplémentaire de cancers attribuables aux émissions de la centrale en HAP. Selon les heures de fonctionnement prévues, l'exploitation de la centrale permettrait de respecter en tout temps les normes québécoises et les objectifs de qualité de l'air proposés par l'OMS, et ne représenterait pas un risque supplémentaire significatif de cancers pour les travailleurs de la centrale et la population de la région.

La qualité actuelle d'air ambiant dans la zone d'étude indique que les niveaux de particules en suspension, de NO₂ et de SO₂ pourraient, à l'occasion de conditions météorologiques particulières, entraîner un certain inconfort chez les individus les plus sensibles. Le fonctionnement de la centrale de Bécancour pourrait alors contribuer à la dégradation de la qualité de l'air lors de ces événements. Il est à noter cependant que ces situations se produiraient principalement l'été, soit en dehors des périodes d'exploitation prévues pour la centrale.

La commission reconnaît la pertinence des recommandations faites par les représentants du secteur de la santé qui ont insisté pour que soient pris en considération, lors de la révision des normes d'air ambiant (Règlement sur

la qualité de l'atmosphère), les critères et les objectifs de qualité de l'air proposés par l'Organisation mondiale de la santé.

- Les impacts sur le milieu agricole

La région de Bécancour renferme des sols à potentiel agricole élevé et représente une région par excellence pour l'élevage du bétail. Les principaux impacts du projet sur le milieu agricole sont ceux associés à l'effet des polluants atmosphériques contribuant aux dépôts acides (NO_x et SO_2).

Selon Hydro-Québec, les sources locales actuelles de NO_x et de SO_2 doivent déjà engendrer certains impacts sur la végétation dans la zone d'étude. De plus, le taux de dépôts humides de sulfates dans la région des Bois-Francs est actuellement supérieur d'environ 20 % à la ligne directrice proposée pour la protection des zones modérément sensibles. Dans ce contexte, et compte tenu qu'il est prévu d'exploiter la centrale de Bécancour en hiver et de façon intermittente, le promoteur considère que l'impact appréhendé des émissions de la centrale sur le milieu agricole resterait faible.

La commission a tenu à vérifier auprès du ministère de l'Environnement si les rejets en SO_2 de la centrale permettraient de respecter l'entente Canada-Québec en matière de réduction des précipitations acides. Le Ministère a indiqué que l'objectif du Québec de réduire les rejets annuels de SO_2 à 500 000 tonnes en 1995 est déjà atteint, et que l'addition de 192 tonnes par la centrale TAG ne compromettrait pas les engagements du gouvernement.

Par ailleurs, une des principales préoccupations des agriculteurs de la région porte sur la perte de terres agricoles de très bonne qualité qu'entraîne le développement du Parc industriel et portuaire de Bécancour. Considérant le potentiel agricole élevé de la région, la commission reconnaît que cet impact est majeur, mais considère qu'il ne peut être attribuable au projet de centrale TAG.

- Les impacts sur le milieu naturel

Les impacts associés à l'aménagement de site proposé pour les bâtiments de la centrale sont négligeables, le site ayant déjà été remblayé lors des travaux de construction de Gentilly 2. L'aménagement du parc de stockage de combustible tel qu'actuellement proposé nécessiterait toutefois le déboisement d'une peupleraie caractéristique de la plaine inondable sur une superficie d'au moins trois hectares; l'impact est jugé majeur, mais de faible étendue.

Pendant la période d'excavation, de terrassement et d'érection des structures, les impacts sur le milieu naturel seraient principalement reliés à la circulation de poids lourds (augmentation du bruit, des émissions d'oxydes d'azote et de poussières, et accroissement de la circulation). Ces impacts sont jugés mineurs en raison de leur caractère local et temporaire.

Les travaux de drainage du site permettraient de rétablir un écoulement plus naturel des eaux de surface sur le terrain adjacent à la centrale, entre le site de Gentilly 2 et le site désaffecté de l'usine d'eau lourde Laprade. La commission propose que l'intervention du promoteur soit optimisée de façon à permettre un drainage adéquat sur la plus grande superficie possible. Ces travaux limiteraient la dégradation de la végétation dans la plaine inondable et permettraient d'améliorer le potentiel du milieu pour la faune aquatique.

Pendant l'exploitation de la centrale, les impacts sur le milieu naturel sont ceux associés aux émissions atmosphériques, à la gestion des contaminants solides ou liquides, et à la propagation du bruit.

Pour prévenir les pertes de contaminants solides ou liquides dans l'environnement, Hydro-Québec prévoit aménager un système de récupération des eaux huileuses permettant d'acheminer toutes les eaux potentiellement contaminées vers deux séparateurs d'eau et d'huile. L'effluent des séparateurs serait déversé dans le ruisseau de la Pointe aux Roches. La commission considère qu'Hydro-Québec doit s'assurer que l'efficacité du système de récupération des eaux huileuses permet de respecter la qualité de l'eau dans le milieu récepteur.

La principale source de bruit à l'extérieur des bâtiments provient des émissions sonores à la sortie des cheminées. Hydro-Québec s'est engagée à installer des silencieux sur chacune des cheminées, de façon à ce que

l'augmentation du niveau sonore aux résidences les plus rapprochées soit quasi imperceptible.

Toutefois, il n'est pas toujours techniquement possible d'apporter les correctifs nécessaires après que la construction soit achevée; par conséquent, les clauses de pénalité sont souvent inefficaces.

La commission est d'avis que la performance des silencieux doit être clairement identifiée à l'étape des plans et devis, de façon à s'assurer que les normes de bruit puissent être respectées aux résidences les plus rapprochées, sans qu'un recours aux clauses de pénalité soit nécessaire.

- Les impacts sur la santé des travailleurs

La commission a examiné les risques radiologiques pour les travailleurs de la centrale TAG, de même que les risques associés aux autres types d'exposition professionnelle, soit le bruit, les contraintes thermiques et les matières dangereuses.

Les risques radiologiques associés à la présence de la centrale nucléaire Gentilly 2 ont soulevé une grande inquiétude de la part des groupes qui sont intervenus en audience. Toutefois, les travailleurs de la centrale TAG ne devraient pas être exposés à des doses significatives, les radiations émanant de la centrale Gentilly 2 étant inférieures à 1 % des normes admissibles. La commission est cependant d'avis que le statut des personnes qui seraient appelées à travailler à la centrale TAG devrait être défini de concert avec la CCEA.

L'analyse des niveaux de bruit perçus dans la salle des turbines indique que le fonctionnement des quatre groupes turboalternateurs pourrait induire des niveaux sonores non conformes au Règlement sur la qualité du milieu de travail. La commission estime nécessaire que soient effectuées des études acoustiques prévisionnelles et qu'au besoin, des mesures d'atténuation soient développées à l'étape des plans et devis pour que le bâtiment de production soit conforme à la réglementation.

Dans son étude d'impact, Hydro-Québec reconnaît qu'en certaines circonstances, les limites d'exposition aux contraintes thermiques permises en vertu du Règlement sur la qualité du milieu de travail pourraient être dépassées. La commission considère que la contrainte thermique pour les

travailleurs est un problème qui pourrait se résoudre à l'aide d'écrans réfléchissants, d'une isolation et d'une ventilation adéquate.

Plusieurs matières dangereuses qui seraient utilisées sont susceptibles de causer des problèmes aux travailleurs. Après vérification auprès de la CSST, la commission estime que les mesures proposées par Hydro-Québec pour la réduction des risques d'exposition aux matières dangereuses sont appropriées, dans la mesure où aucun phénomène de rabattement des gaz de cheminées provenant de la configuration des bâtiments ne puisse entraîner une contamination de l'air à l'intérieur de l'édifice.

- Les impacts socio-économiques

Les retombées économiques régionales qui découleraient du projet de centrale TAG à Bécancour sont surtout celles reliées à la construction, soit pour le recrutement de la main-d'œuvre (environ 17 millions de dollars), pour les dépenses reliées au séjour des équipes de travailleurs dans la région (moins de 2 millions), et pour l'achat de biens et services pour les besoins mêmes de la construction (entre 16 et 33 millions).

Les retombées économiques régionales totales ont été estimées par Hydro-Québec entre 35 et 51 millions de dollars pour la période de construction, et de l'ordre de 7,8 millions durant l'exploitation. Le programme de mise en valeur de l'environnement entraînerait des retombées de 4 à 8 millions de dollars lors de sa mise en oeuvre.

La centrale TAG créerait très peu d'emplois directs permanents, car la majorité des quelque 20 employés qui pourraient être appelés à y travailler seraient des personnes déjà affectées à l'exploitation de la centrale Gentilly 2.

7.6 Conclusion

Sur la base de l'ensemble de son analyse, et malgré des faiblesses dans les arguments invoqués pour chacune des deux justifications considérées individuellement, la commission conclut que le projet d'Hydro-Québec de construire une centrale à turbines à gaz à Bécancour est, dans l'ensemble, justifié, dans la mesure où le temps d'exploitation maximal annuel n'excède, en aucun cas, 200 heures. En effet, la commission considère

que le projet TAG constitue une assurance future contre des éléments imprévus pouvant amener une augmentation des besoins de pointe ou une diminution de la fiabilité du réseau d'Hydro-Québec ainsi que de la fiabilité de réalimentation de la centrale Gentilly 2. Cependant, compte tenu des informations obtenues, il apparaît qu'en ce qui concerne la satisfaction des besoins en puissance lors de la pointe, la réalisation du projet n'est plus requise pour l'hiver de 1992-1993. En effet, l'analyse a démontré que les déficits importants prévus en période de pointe ne surviendraient qu'à partir de l'hiver de 1995-1996.

La commission est d'avis que cette situation rend possible une optimisation du projet et des éléments qui y sont associés, ce qui permettra de réduire les impacts liés à la conception du projet et d'atténuer ceux induits par l'exploitation de la centrale.

L'optimisation du projet devrait permettre à Hydro-Québec :

- de clarifier les attentes de la Commission de contrôle de l'énergie atomique (CCEA) en ce qui a trait aux délais de mise en fonction de la solution permanente visant l'amélioration de la fiabilité de réalimentation des services auxiliaires de la centrale nucléaire Gentilly 2, et ce, compte tenu des travaux d'amélioration en cours sur le réseau d'Hydro-Québec;
- d'identifier un site sécuritaire pour la localisation des réservoirs de stockage du combustible et du quai de dépotage. Cette localisation devra être entérinée par le comité d'experts internationaux à la suite d'une analyse complète et détaillée portant sur cet élément du projet;
- d'établir, avant la mise en exploitation de la centrale TAG, l'état actuel de la qualité de l'air ambiant, notamment en ce qui concerne les oxydes d'azote, l'anhydride sulfureux, les particules en suspension et les concentrations d'hydrocarbures aromatiques polycycliques;
- de s'assurer que l'effet de rabattement de panache (gaz de cheminées) dû à la configuration des bâtiments est négligeable;
- de contribuer à la mise en place d'un réseau intégré et complet de surveillance de la qualité de l'air ambiant, dont le contrôle et la coordination relèveraient du ministère de l'Environnement du Québec,

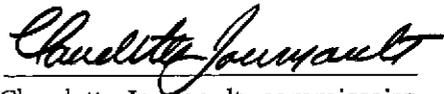
à la bonification de la station météorologique de Gentilly 2, ainsi qu'à un système d'information adéquat pour la population locale,

- de développer et mettre en œuvre des mesures visant à diminuer la charge polluante de l'ensemble de son parc d'équipement ayant des effets sur les pluies acides et l'effet de serre. Ainsi, par exemple, la conversion de la centrale de Tracy au gaz naturel représenterait, compte tenu de son utilisation prévue au cours des prochaines années, une réduction équivalant à environ 17 fois la quantité d'émissions d'anhydride sulfureux (SO₂) et à au moins trois fois la quantité d'émissions d'oxydes d'azote (NO_x) que produirait la centrale de Bécancour;
- de développer une solution pour éviter que l'effluent des séparateurs d'eau et d'huile ne cause préjudice au milieu récepteur;
- d'augmenter l'actuel potentiel faunique du territoire adjacent à la centrale en permettant un meilleur écoulement des eaux de surface dans la plaine inondable. Ces mesures devraient être définies de concert avec le ministère du Loisir, de la Chasse et de la Pêche;
- de définir avec précision l'actuel niveau de bruit dans la zone d'influence de la centrale de Bécancour et de garantir, à l'étape des plans et devis détaillés, que l'augmentation des niveaux sonores perçus aux résidences les plus rapprochées serait négligeable;
- d'effectuer des simulations acoustiques concernant le niveau sonore à l'intérieur de la centrale afin d'introduire, si besoin est, dès la conception des plans et devis détaillés, les correctifs appropriés;
- de définir, de concert avec la CCEA, le statut des travailleurs de la centrale de Bécancour;
- d'établir un plan d'urgence de concert avec la ville de Bécancour et de prévoir des simulations de mise en œuvre de ce plan d'urgence.

Finalement, la commission insiste sur le fait que le meilleur moyen pour réduire les impacts d'une centrale comme celle de Bécancour est la mise en vigueur d'une politique gouvernementale visant l'efficacité et l'économie d'énergie qui, par ses effets, pourrait réduire les besoins en puissance de pointe.

Pour ce faire et compte tenu qu'une adhésion sociale est garante de l'atteinte des objectifs recherchés, la commission considère comme déterminante la participation du public à la définition de cette politique.

Fait à Québec, le 17 septembre 1991



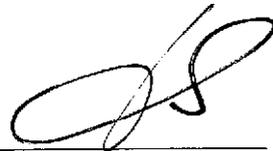
Claudette Journault, commissaire,
présidente de la commission



Catherine Chauvin,
commissaire



Wladimir Paskievici,
commissaire



Jean-Baptiste Sérodes,
commissaire

Ont collaboré :

Mme Sylvie Desjardins, biologiste, B.Sc.

Mme Monique Lajoie, biologiste, B.Sc.

M. Yves LeBlanc, géographe, M.Sc.

BIBLIOGRAPHIE COMPLÉMENTAIRE

Bisson, Michel [pour le] Ministère de l'Environnement, Direction de l'assainissement de l'air. *Introduction à la pollution atmosphérique*, Les Publications du Québec, 1986, 140 pages.

Commission mondiale sur l'environnement et le développement. *Notre avenir à tous*, Les Publications du Québec, mai 1988, 432 pages.

Conseil de la conservation et de l'environnement. *Les éléments d'une stratégie québécoise de conservation en vue du développement durable – L'énergie*, avis sectoriel, mars 1990, 69 pages.

Énergie, Mines et Ressources Canada. *L'énergie électrique au Canada*, 1991.

Hilborn, J. et M. Still [pour] Environnement Canada, Service de l'environnement atmosphérique. *Perspective canadienne sur la pollution atmosphérique*, Rapport EDE N° 90-1, sept. 1990, 86 pages

La Quinzaine des Sciences, *Programme national*, 10-30 octobre 1991, 40 pages.

Lavalin Environnement [pour] Environnement Canada, Conservation et Protection. *Inventaire des sources d'hydrocarbures aromatiques polycycliques au Québec*, octobre 1988, 73 pages et annexes.

Ministère de l'Environnement du Québec, Service des évaluations des rejets toxiques et Direction de la qualité des cours d'eau. *Critères de qualité de l'eau*, 1990, 423 pages.

ANNEXE **1**

Liste alphabétique des
participants à l'audience

LISTE ALPHABÉTIQUE DES PARTICIPANTS À L'AUDIENCE

ADAM, Daniel	
ALLARD, Guy	
BEAUCHESNE, Yves	
BÉLISLE, André	Association québécoise de lutte contre les pluies acides
BÉLISLE, Jean-Louis	Fédération de l'UPA de Nicolet
BERLYN, Judith	
BURCOMBE, John	Mouvement au courant
CAO, Michel H.	Mouvement pour l'instauration de la réglementation de l'électricité au Québec
CASTEL, Daphna	Mouvement au courant
CHÉNIER, Marc	Centre d'analyse des politiques énergétiques
COMMANDEUR, Catherine	Professionnels de la santé pour la responsabilité nucléaire
DAOUST, Claude	
DEMERS, Nicole	
DUBOIS, Jean-Guy	Ville de Bécancour
EDWARDS, Gordon	Regroupement pour la surveillance du nucléaire
FAVREAU, Richard	Union québécoise pour la conser- vation de la nature
FUGÈRE, Michel	Mouvement vert Mauricie
GRONDIN, Daniel	ENJEU ET Environnement Jeunesse inc.
GUÉRARD, Yves	Groupe de recherche appliquée en macroécologie
GUÉVIN, Laurent	Conseil de promotion économique de la Rive-Sud inc.
HOULE, France	Mouvement vert Bois-Francs
JACOB, Normand	Fédération de l'UPA de Nicolet
LACOURSE, Marie-Claude	Mouvement vert Mauricie
LAINESSE, Pierre	Comité de santé environnementale des Départements de santé com- munautaire du Québec
LAMPRON, Richard	Ville de Bécancour
LAROCHE, Lisette	Coalition pour la qualité de la vie et de l'environnement

NOËL, Ronald
PROVANCHER, Denis
RIOPEL, Yvan
TREMBLAY, Jean-Bruno
VILLENEUVE, Jean
WALKER, Bruce

Mouvement des Affaires de
Gentilly
Coalition pour la qualité de la vie
et de l'environnement
ENJEU et Environnement
Jeunesse inc.
Mouvement des Affaires de
Gentilly
STOP

ANNEXE **2**

Liste des documents
déposés

LISTE DES DOCUMENTS DÉPOSÉS

Par le promoteur

- A1 HYDRO-QUÉBEC. Centrale de Bécancour. Rapport d'avant-projet. Volume I, janvier 1991, 116 pages et annexes.
- A2 HYDRO-QUÉBEC. Centrale de Bécancour. Rapport d'avant-projet. Volume II, janvier 1991, 289 pages.
- A3 HYDRO-QUÉBEC. Centrale de Bécancour. Rapport d'avant-projet. Volume III, janvier 1991, annexes.
- A4 HYDRO-QUÉBEC. Centrale de Bécancour. Rapport d'avant-projet. Résumé, janvier 1991, 62 pages et annexes.
- A5 CCEA. Permis d'exploitation de la centrale nucléaire Gentilly 2 (N° 10/90), annexes et modification n° 1 au permis, 13 pages.
- A6 HYDRO-QUÉBEC. Proposition de plan de développement d'Hydro-Québec 1990-1992, horizon 1999, 1990, 153 pages.
- A7 HYDRO-QUÉBEC. Proposition de plan de développement d'Hydro-Québec 1990-1992, horizon 1999. Document synthèse, 1990, 20 pages.
- A8 HYDRO-QUÉBEC. Proposition de plan de développement d'Hydro-Québec 1990-1992, horizon 1999. Hydro-Québec et l'efficacité énergétique, 1990, 17 pages et une annexe.

- A9 HYDRO-QUÉBEC. Proposition de plan de développement d'Hydro-Québec 1990-1992, horizon 1999. Hydro-Québec et l'environnement, 1990, 60 pages, annexes et cartes.
- A10 HYDRO-QUÉBEC. Mémoire sur la tarification proposée pour 1990-1991, 1990, 31 pages et une annexe.
- A11 HYDRO-QUÉBEC. Proposition de plan de développement d'Hydro-Québec 1990-1992, horizon 1999. La demande d'électricité au Québec, 1990, 17 pages et annexes.
- A12 HYDRO-QUÉBEC. Rapport Centrale de Bécancour, volume II. Erratum. 2 pages.
- A13 NOVE ENVIRONNEMENT INC. Évaluation des gains environnementaux suite à la réduction de la zone de pare-feu, mai 1990, 6 pages.
- A14 HYDRO-QUÉBEC. Croissance de la demande 1990-1999. Plan de développement 1990-1992. Scénario moyen, 3 pages.
- A15 HYDRO-QUÉBEC. Plan 1990-92 et résultats pour l'année 1990, 3 pages.
- A16 HYDRO-QUÉBEC. Fiabilité de la réalimentation des auxiliaires de Gentilly 2 par la Centrale Bécancour (turbines à gaz), 5 mars 1991, 30 pages et annexes.
- A17 HYDRO-QUÉBEC. Dose du groupe critique (des rejets radioactifs de Gentilly 2), 4 pages.
- A18 HYDRO-QUÉBEC. Electrical Power Systems. 25 pages.

- A19 HYDRO-QUÉBEC. Coûts de revient de projets typiques de pointe selon la durée d'opération, 1 page.
- A20 HYDRO-QUÉBEC. Loss of class IV Electrical power, pagination par chapitre.
- A21 HYDRO-QUÉBEC. Vice-Présidence Environnement. Centrale de Bécancour. Turbines à gaz de 300 MW. Étude d'impact sur la qualité de l'air ambiant. Rapport final, avril 1991, pagination par chapitre et annexes.
- A22 HYDRO-QUÉBEC. Centrale de Bécancour. Évaluation des risques d'incendie. Volume I, janvier 1991, 21 pages et annexes.
- A23 HYDRO-QUÉBEC. Centrale de Bécancour. Évaluation des risques d'incendie. Volume II, janvier 1991, pagination par chapitre.
- A24 HYDRO-QUÉBEC. Centrale de Bécancour. Évaluation des risques d'incendie. Volume III, janvier 1991, pagination par chapitre.
- A25 HYDRO-QUÉBEC. Vice-Présidence Environnement. Centrale de La Citière. Addition de turbines à gaz. Étude d'impact sur la qualité de l'air ambiant. Rapport final, juillet 1990, 147 pages et annexes.
- A26 HYDRO-QUÉBEC. Amélioration de la fiabilité du réseau de transport, avril 1989, 29 pages et annexes.
- A27 HYDRO-QUÉBEC. Pannes ou fluctuations de fréquence sur le réseau provincial ayant sollicité un ilotage de la centrale de Gentilly 2, 1 page.

- A28 HYDRO-QUÉBEC. Localisation du parc de stockage de mazout no 2. Rapport de synthèse, avril 1991, 24 pages et annexes.
- A29 HYDRO-QUÉBEC. Étude de sites pour l'installation de la centrale TAG de Bécancour, octobre 1990, 21 pages et annexes.
- A30 HYDRO-QUÉBEC. Centrale de Bécancour. Évaluation des risques d'explosions. Volume I, mars 1991, 45 pages et une annexe.
- A31 HYDRO-QUÉBEC. Centrale de Bécancour. Évaluation des risques d'explosions. Volume II, mars 1991, pagination par chapitre.
- A32 HYDRO-QUÉBEC. Centrale de Bécancour. Risques d'accidents technologiques. Analyse sommaire des variantes d'aménagement concernant les unités de stockage et de dépotage du mazout, janvier 1991, 13 pages et une annexe.
- A33 HYDRO-QUÉBEC. Centrale Bécancour. Risques d'accidents. Analyse de données historiques d'accidents concernant les unités de stockage du mazout, janvier 1991, 16 pages.
- A34 HYDRO-QUÉBEC. Centrale de Bécancour. Risks of Accidents. Historical data analysis of accidents concerning the fuel storage tanks, january 1991, 15 pages et annexes.
- A35 AECL. Becancour Gas Turbine Power Station. Preliminary Study of potential effects on the nuclear safety of Gentilly 2, mars 1991, pagination par chapitre et annexes.

- A36 SERDULA SYSTEMS LTD. Preliminary assessment of impact effects on Gentilly 2 site related to relocation of Becancour station main fuel oil tanks, janvier 1991, 18 pages et annexes.
- A37 HYDRO-QUÉBEC. Résultats du programme de surveillance radiologique de l'environnement du site de Gentilly: Rapport annuel 1989, 71 pages et cartes.
- A38 HYDRO-QUÉBEC. Résultats du programme de surveillance radiologique de l'environnement du site de Gentilly: Rapport annuel 1988, 71 pages et cartes.
- A39 HYDRO-QUÉBEC. Résultats du programme de surveillance radiologique de l'environnement du site de Gentilly: Rapport annuel 1987, 71 pages et cartes.
- A40 HYDRO-QUÉBEC. Centrale nucléaire Gentilly 2. Rapport trimestriel, 4^e trimestre 1986, pagination par chapitre et annexes.
- A41 HYDRO-QUÉBEC. Centrale nucléaire Gentilly 2. Rapport trimestriel, 4^e trimestre 1985, pagination par chapitre et annexes.
- A42 HYDRO-QUÉBEC. Centrale nucléaire Gentilly 2. Rapport trimestriel, 4^e trimestre 1984, pagination par chapitre et annexes.
- A43 HYDRO-QUÉBEC. Centrale nucléaire Gentilly 2. Rapport trimestriel, 4^e trimestre 1983, pagination par chapitre et annexes.
- A44 HYDRO-QUÉBEC. Instructions d'urgence, février 1990, 12 pages.

- A45 HYDRO-QUÉBEC. Étude d'impact acoustique. Centrale de Bécancour, février 1990, 22 pages, annexes et cartes.
- A46 GAZ MÉTROPOLITAIN. Centrales de turbines à gaz. Alimentation en gaz naturel, 21 août 1989, 6 pages et annexes.
- A47 HYDRO-QUÉBEC. Étude sur le choix du combustible. Centrale TAG de Bécancour, octobre 1990, 16 pages.
- A48 HYDRO-QUÉBEC. Demande d'autorisation à la CCEA pour la centrale de Bécancour, avril 1991, 64 pages.
- A49 HYDRO-QUÉBEC. Liste des études environnementales commandées pour le projet de centrale TAG à Bécancour, 1 page.
- A50 HYDRO-QUÉBEC. Liste des études techniques réalisées pour le projet de centrale TAG à Bécancour, 2 pages.
- A51 HYDRO-QUÉBEC. Tableau 73 précisé et annoté (Rapport d'avant-projet d'Hydro-Québec, vol. II, p. 252), 2 pages.
- A52 HYDRO-QUÉBEC. Extension du tableau 1 (Rapport d'avant-projet d'Hydro-Québec, vol. I, p. 12), 1 page.
- A53 HYDRO-QUÉBEC. Extension du tableau 2 (Rapport d'avant-projet d'Hydro-Québec, vol. I, p. 13), 1 page.
- A54 HYDRO-QUÉBEC. Réponses aux questions de la Commission portant sur les filtres de cheminées et le traitement des gaz d'échappement, 1 page.

- A55 ONTARIO HYDRO. Extrait du document "Providing the balance of power, Demand/Supply Plan Report", 1989-1990, 9 pages.
- A56 CENTRALE NUCLÉAIRE GENTILLY 2. Rapport d'événement G2-RE-89-04, Panne catégorie IV - Centrale à pleine puissance, 13 mars 1989, 26 pages et annexes.
- A57 CANATOM-EACL. Étude de faisabilité, Asservissement de la centrale La Gabelle à la réalimentation des services auxiliaires de la centrale Gentilly-2, février 1990, REV. 1, décembre 1990, pagination par chapitre et annexes.
- A58 CENTRALE NUCLÉAIRE GENTILLY-2. Ligne de conduite pour l'exploitation LCE, Révision 5, octobre 1988, 34 pages.
- A59 POWER ENGINEERING. Utilities respond to nuclear station blackout rule, février 1990, pages 43 à 46.
- A60 HYDRO-QUÉBEC. Réponses aux questions posées par les représentants du Mouvement au Courant dans sa lettre du 27 mai 1991, adressée à la commission, 14 juin 1991, 46 pages.
- A61 HYDRO-QUÉBEC. Réponses aux questions posées par le représentant du Mouvement STOP dans sa lettre du 22 mai 1991 adressée à la commission, 14 juin 1991, 35 pages.
- A62 HYDRO-QUÉBEC. Réponses aux questions du Mouvement pour l'instauration de la réglementation de l'électricité au Québec (MIREQ), 20 juin 1991, 29 pages.

- A63 Instruction ministérielle de France intitulée: "Instructions techniques relatives aux dépôts aériens existants de liquides inflammables", tirée du Rapport d'avant-projet, Volume III, Annexe D, 18 pages.
- A64 HYDRO-QUÉBEC. Les impacts économiques de l'efficacité énergétique, de M. Robert Jean, chargé de planification et de soutien commercial, 9 pages.
- A65 HYDRO-QUÉBEC. Tarifs d'électricité en vigueur le 1^{er} mai 1990 et le 1^{er} mai 1991, 120 pages.
- A66 HYDRO-QUÉBEC. Page 3 corrigée des réponses aux questions du Mouvement au Courant (A60), 1 page.
- A67 HYDRO-QUÉBEC. Réponses aux questions complémentaires demandées par la commission d'audiences publiques le 25 juin 1991, 5 juillet 1991, 47 pages.
- A68 CCEA. Autorisation relative aux modifications du poste Gentilly 2 permettant l'intégration de la Centrale TAG, 17 juin 1991, 1 page.
- A69 HYDRO-QUÉBEC. Critères et pratiques de conception du réseau de transport d'Hydro-Québec, révision 1990, 33 pages et annexes.
- A70 HYDRO-QUÉBEC. Complément d'information à celle déjà donnée pour les années 1983 à 1986 dans les rapports trimestriels de Gentilly 2, section 2 "Statistiques de production", années 1987 à 1990, 27 pages.

- A71 HYDRO-QUÉBEC. Perte complète de l'alimentation électrique de catégorie IV. Étude matricielle sur la sûreté des installations de la centrale nucléaire Gentilly 2, février 1986, pagination par chapitre (un seul exemplaire, en circulation parmi les membres de la commission, pour consultation sur demande).
- A72 HYDRO-QUÉBEC. Survol des activités en matière d'efficacité énergétique à travers le monde, 1989-1990, 104 pages et annexes (2 exemplaires pour consultation aux bureaux du BAPE à Québec et Montréal).
- A73 HYDRO-QUÉBEC. Comportements énergétiques des ménages québécois, Abrégé, mai 1991, 20 pages.
- A74 HYDRO-QUÉBEC. Attitudes des Québécois à l'égard de l'efficacité énergétique, Vague 1, Abrégé, juin 1991, 16 pages.
- A75 HYDRO-QUÉBEC. Réponses aux questions complémentaires demandées par W. Paskievici (Série 2), 16 juillet 1991, 16 pages.
- A76 HYDRO-QUÉBEC. Lettre de Jean-Claude Tessier à Richard Desbiens faisant référence au comité d'experts et aux risques d'accidents technologiques, 18 juillet 1991, 4 pages.
- A77 HYDRO-QUÉBEC. Réponses aux questions complémentaires posées par la commission d'audiences publiques le 23 juillet 1991, 2 août 1991, 14 pages.
- A78 DESBIENS, R. P. HUBERT, D. NAPIER ET P. RICCI. Deuxième avis d'un comité d'experts concernant les risques d'accidents technologiques suite au dépôt de nouveaux rapports d'expertise, juillet 1991, 18 pages et annexes.

- A79 HYDRO-QUÉBEC. Health Risk Assessment. Bécancour Gas turbine project, 1991, numérotation par chapitre (un seul exemplaire, en circulation parmi les membres de la commission, pour consultation sur demande)
- A80 HYDRO-QUÉBEC. Réponses aux questions complémentaires posées par la commission d'audiences publiques les 8, 12 et 14 août 1991, 30 août 1991, 29 pages et annexes.
- A81 HYDRO-QUÉBEC. Réponses aux questions complémentaires posées par la commission d'audiences publiques les 23 et 27 août 1991, 5 septembre 1991, 10 pages.
- A82 HYDRO-QUÉBEC. Vocabulaire des termes et expressions techniques, 12 pages.

Par les organismes publics

- B1 Avis de projet, juin 1989.
- B2 Directive ministérielle, avril 1990.
- B3 Lettre d'Hydro-Québec au ministère de l'Environnement concernant les rejets liquides de la centrale TAG, 7 février 1991, 4 pages.
- B4 Avis sur la recevabilité, 20 février 1991.
- B5 Mandat d'information du ministre de l'Environnement, M. Pierre Paradis, 26 mars 1991.
- B6 Mandat d'audience du ministre de l'Environnement, M. Pierre Paradis, donné au B.A.P.E. le 7 mai 1991.
- B7 Lettres aux ministères et organismes invités à déléguer une personne ressource auprès de la commission pendant l'audience.
- B8 MENVIQ. Entente entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Québec destinée à combattre les précipitations acides, 20 mars 1987, 5 pages.
- B9 MENVIQ. Stratégie québécoise pour corriger la situation due aux précipitations acides, 17 mai 1991, 2 pages.
- B10 MAPAQ. Impacts sur l'agriculture et plaintes des agriculteurs concernant l'exploitation de la centrale thermique de Tracy, 1 page.

- B11 MENVIQ. Démarche d'établissement d'une norme au MENVIQ, 23 mai 1991, 1 page.
- B12 MENVIQ. Politique québécoise sur les précipitations acides, 4 juillet 1984, 10 pages.
- B13 MENVIQ. Projections des émissions de NO_x/COV 90-B, 1 page.
- B14 MENVIQ. Problématique du réseau de mesure de la qualité de l'air ambiant dans la région de Bécancour, 21 mai 1991, 16 pages.
- B15 MENVIQ. Liste des entreprises des secteurs visés par la stratégie industrielle, actions prioritaires (hors CUM), août 1988, 13 pages.
- B16 MENVIQ. Plan d'action Saint-Laurent. Liste des 50 établissements industriels prioritaires, 2 pages.
- B17 COMMISSION DE RÉFORME DU DROIT DU CANADA. L'élaboration des politiques en matière d'environnement, 1984, 124 pages.
- B18 MER. Compilation, production hydroélectrique annuelle. Entreprises privées et municipalités au Québec, 1991, 6 pages.
- B19 MER. Développement de la filière de l'hydrogène, 1991, 2 pages.
- B20 ORGANISATION MONDIALE DE LA SANTÉ. Air quality guidelines for Europe, 1987, 24 pages.

- B21 MENVIQ. Correspondance relative à la consultation interministérielle sur la recevabilité de l'étude d'impact.
- B22 MENVIQ. Lettre de M. Yves L. Pagé sur les projets de construction et d'expansion d'usines dans le parc industriel de Bécancour, 10 juin 1991, 1 page.
- B23 CCEA. Trois notes de service concernant le renouvellement du permis d'exploitation de Gentilly 2 et la construction d'une centrale TAG, 62 pages.
- B24 MENVIQ. Réponses aux questions demandées par l'organisme STOP, 8 juillet 1991, 3 pages.
- B25 CCEA. Réponses aux questions de la commission d'enquête sur le projet de construction d'une centrale TAG à Bécancour, 24 juillet 1991, 2 pages et une annexe.
- B26 CCEA. Réponses aux questions (série 2) de la commission d'enquête sur le projet de construction d'une centrale TAG à Bécancour, 9 août 1991, 3 pages.
- B27 MENVIQ. Réponses aux questions de la commission concernant les turbines à gaz et les bassins de rétention, 24 juillet 1991, 2 pages.

Par le public

- C1 SCIENTIFIC AMERICAN. The Real Cost of energy, avril 1991, volume 264, no 4, pages 36 à 42.
- C2 ENERGY POLICY. Energy Efficiency in Electricity, avril 1991, pages 195 à 198.
- C3 POUR LA SCIENCE. Numéro spécial sur l'Énergie, novembre 1990, no 157, 168 pages.
- C4 SCIENTIFIC AMERICAN. Strategies for Energy Use, septembre 1989, pages 136 à 143.
- C5 CASTEL. Daphna. Série de 13 articles sur l'efficacité énergétique provenant principalement du American Council for an Energy-Efficient Economy et du Oak Ridge National Laboratory.
- C6 HYDRO PRESSE. Mais était-ce la pointe?, fin janvier 1991, 2 pages.
- C7 JACCARD, M. et D. SIMS. Employment effects of electricity conservation: The case of British Columbia, 13 pages.
- C8 CONSEIL CANADIEN DES MINISTRES DE L'ENVIRONNEMENT. Plan de gestion pour les oxydes d'azote (NO_x) et les composés organiques volatils (COV), Phase I, novembre 1990, 242 pages et annexes.
- C9 STOP. Liste de questions adressées à la commission en date du 22 mai 1991, 6 pages.

- C10 MOUVEMENT AU COURANT. Listes de questions adressées à la commission en date du 27 mai et des 14, 17, 20, 25 et 28 juin 1991, 28 pages.
- C11 MIREQ. Liste de questions adressées à la commission en date du 27 mai 1991, 5 pages.
- C12 ENJEU ET ENVIRONNEMENT JEUNESSE INC. Référendum ENJEU 1989: L'opinion des jeunes! Résultats du vote et recommandations, réalisé entre le 11 septembre et le 16 novembre 1989, 15 pages.
- C13 MOUVEMENT AU COURANT. Commentaires de M. J. Burcombe sur les documents A67, A68, A69, A70 et varia, 19 juillet 1991, 3 pages et annexes.
- C14 LAJOIE, Pierre. Série de 6 articles sur les effets de la pollution acide sur la santé ainsi qu'un rapport sur l'état de l'environnement intitulé Perspective canadienne sur la pollution atmosphérique, Environnement Canada, septembre 1990, 86 pages.
- C15 HYDRO-PRESSE. Des audiences publiques pour le projet de centrale de Bécancour, juillet 1991, 3 pages.
- C16 SOCIÉTÉ D'ÉLECTROLYSE ET DE CHIMIE ALCAN LTÉE. Réponses aux questions de la commission, 19 août 1991, 3 pages.
- C17 VILLE DE BÉCANCOUR. Plan de sécurité civile municipal, révisé le 12-90, pagination par chapitre (un seul exemplaire, en circulation parmi les membres de la commission, pour consultation sur demande).

ANNEXE **3**

Liste des mémoires

LISTE DES MÉMOIRES

Mémoires présentés à l'audience

FÉDÉRATION DE L'UPA DE NICOLET. Avis, 3 juillet 1991, 4 pages.

VILLE DE BÉCANCOUR. Mémoire, par Richard Lampron, 5 pages.

COMITÉ DE SANTÉ ENVIRONNEMENTALE DES DÉPARTEMENTS
DE SANTÉ COMMUNAUTAIRE DU QUÉBEC. Mémoire, sous
la coordination de Pierre Lainesse, juillet 1991, 11 pages.

MOUVEMENT AU COURANT. Mémoire, 3 juillet 1991, 11 pages et
annexes.

MOUVEMENTS VERTS DE LA MAURICIE ET DES BOIS-FRANCS.
Mémoire conjoint, 8 juillet 1991, 4 pages et annexes.

ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE CONTRE LES PLUIES
ACIDES. Mémoire, juillet 1991, 6 pages.

COALITION POUR UN DÉBAT PUBLIC SUR L'ÉNERGIE. Résolu-
tion, par Yves Vaillancourt, 4 juin 1991, 2 pages, endossée par les
groupes suivants :

Association québécoise de lutte contre les pluies acides
Centre d'analyse des politiques énergétiques
Coalition qualité de vie et environnement Bois-Francis
Comité Baie-James
Comité des citoyens de Chesterville
Comité On éteint
Conseil Attikamek-Montagnais
Coopérative d'information et recherche sur l'environnement
Environnement Jeunesse inc.
Grand Conseil des Cris du Québec
Greenpeace
James Bay Coalition of McGill
Mouvement Au Courant
Mouvement écologique alternatif de l'UQAM
Mouvement Vert Bois-Francis
Mouvement Vert Mauricie
Professionnels de la santé pour la responsabilité nucléaire
Regroupement des Professionnels de l'environnement
STOP
We-Act

STOP. Mémoire, 16 juin 1991, 18 pages et annexes.

UNION QUÉBÉCOISE POUR LA CONSERVATION DE LA NATURE
et GROUPE DE RECHERCHE APPLIQUÉE EN MACRO-
ÉCOLOGIE. Mémoire conjoint, par Yves Guérard en collaboration
avec Richard Favreau, Guy L. Côté, Manon Lacharité, Philippe
Fragner et Pierre Gosselin, juillet 1991, 17 pages et annexes.

ENJEU ENVIRONNEMENT JEUNESSE INC. Mémoire, par Daniel
Grondin, 28 juin 1991, 12 pages.

PROFESSIONNELS DE LA SANTÉ POUR LA RESPONSABILITÉ
NUCLÉAIRE. Mémoire, par Eric Notebart et Catherine
Commandeur, 9 juillet 1991, 5 pages.

CENTRE D'ANALYSE DES POLITIQUES ÉNERGÉTIQUES et
REGROUPEMENT POUR LA SURVEILLANCE DU
NUCLÉAIRE. Mémoire conjoint, 9 juin 1991, 6 pages.

MOUVEMENT POUR L'INSTAURATION DE LA RÉGLEMENTA-
TION DE L'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC. Mémoire, 6 juillet
1991, 19 pages et annexes.

Mémoires déposés sans présentation

COMITÉ DE L'ENVIRONNEMENT DE CHICOUTIMI. Mémoire, par
Pierre Gravel, 27 juin 1991, 9 pages.

MOUVEMENT DES AFFAIRES DE GENTILLY. Résolution, par Jean
Villeneuve, 28 juin 1991, 4 pages.

AMI-E-S DE LA TERRE DE MONTRÉAL. Mémoire, par Mario Tardif
D'Astous, 6 pages.

Présentation verbales

GUÉVIN, Laurent, du Conseil de promotion économique de la rive-sud.

BERLYN, Judith.

ANNEXE **4**

Rapport d'expert
Joseph A. Doucet
30 août 1991

COMMENTAIRES SUR LE PROJET D'HYDRO-QUÉBEC
D'INSTALLATION D'UNE CENTRALE
À TURBINES À GAZ À BÉCANCOUR

RAPPORT REMIS AU
BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES
SUR L'ENVIRONNEMENT

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC

JOSEPH A. DOUCET

1e 30 août 1991

TABLE DES MATIÈRES

Liste des figures	iii
Sommaire exécutif	1
1. Introduction	4
2. La demande d'électricité	6
2.1 Demande de base contre demande de pointe	6
2.2 Énergie contre puissance	9
2.3 Prévisions de la croissance de la demande	11
2.4 La demande d'électricité au Québec: conclusions	14
3. La réserve et la fiabilité	16
3.1 La fiabilité: analogie avec l'assurance	16
3.2 La réserve: plusieurs notions	17
3.3 Réserve requise pour Hydro-Québec	20
3.4 Réserve requise: conclusions	22
4. La gestion axée sur la demande (GAD)	23
4.1 Objectifs de la GAD	23
4.2 Relation GAD-demande	25
4.3 GAD: le contexte québécois	27
4.4 GAD et Hydro-Québec: conclusions	30
5. Autres commentaires	32
6. Conclusions	35
Références	39

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Le choix des équipements de base et de pointe	37
Figure 2: Courbes de charge quotidienne et annuelle	38

SOMMAIRE EXÉCUTIF

Le but du travail et l'objet du présent rapport sont de porter un jugement sur le projet d'Hydro-Québec d'installation d'une centrale à turbine à gaz à Bécancour (ci-après TAG), dans le cadre de la demande de pointe. Notons qu'en limitant notre analyse à la demande de pointe, nous ne nous adressons qu'à un seul des volets proposés pour le mandat de la centrale.

Il est de notre avis que, dans la présentation du projet par Hydro-Québec, les données et justifications du projet sont relativement justes, quoique pas toujours aussi claires que nous l'aurions souhaité. Nous notons que la prévision de la demande d'électricité et la planification de l'offre (soit le parc d'équipement, ou bien des approches de gestion axée sur la demande) pour répondre à la demande prévue de la façon la plus économique (dans le sens large du mot *économique*) sont des problèmes relativement complexes. Ceci dit, les prévisions mises de l'avant par Hydro-Québec sont acceptables. Les marges d'erreurs intrinsèques à ce processus font en sorte que le projet proposé par Hydro-Québec, malgré son importance relative en matière de coûts et préoccupations au niveau du public, est marginal dans le contexte de l'évolution de la demande et de l'offre au Québec.

Le phénomène de la demande de pointe est très important et très particulier au Québec, vu la corrélation importante entre la demande domestique (surtout au niveau du chauffage) et la pointe annuelle. Les programmes d'économie d'énergie d'Hydro-Québec sont dans l'ensemble assez progressifs et leur effet sur la demande continuera à être important. Mais malgré que la gestion axée sur la demande (GAD) demeure une option importante, les limitations inhérentes à la nature de la demande (telle la corrélation importante entre la température et la demande de pointe) font en sorte que l'évolution de la pointe ne pourra être adressée uniquement avec des programmes de GAD.

Toutes les questions se rapportant à la définition de la réserve, le niveau optimal de réserve, la comparaison des critères de réserve entre le Québec et d'autres marchés restent un peu en suspens, faute de données plus complètes. Les niveaux de réserve proposés sont dans le bon ordre de grandeur, mais il est impossible d'en dire plus long.

Dans le même esprit, il nous semble que la proposition ne donne pas un exposé complet de l'évaluation comparative des divers scénarios potentiels pour répondre au problème de la demande de pointe (arguments de type coût/bénéfice, etc.). Si le besoin de la TAG pour la pointe n'est pas critique avant 1995 (ce qui est ressorti des audiences publiques), il est possible que d'autres moyens puissent

être employés afin de satisfaire à la pointe (tel le suréquipement). Il incombe alors à Hydro-Québec de démontrer que la TAG demeure toujours le choix économique optimal.

En résumé, trois observations centrales ressortent de notre étude.

1) La demande pour l'électricité (énergie et puissance) croît au Québec, et le phénomène de pointe continuera à être important.

2) La GAD est efficace pour répondre à une partie de l'accroissement de la demande, mais il faut être bien conscient de ses limites. Les efforts d'Hydro-Québec dans la GAD sont très acceptables, quoiqu'on pourrait voir une attention plus importante dans des innovations tarifaires.

3) La réserve est une question très complexe. Il n'est pas parfaitement clair quel doit être le niveau précis de la réserve d'Hydro-Québec. Des études comparatives indiquent que la proposition est dans le bon ordre de grandeur, mais il manque les données nécessaires pour vraiment trancher la question.

Compte tenu de ces observations, malgré que nous ne pouvons pas infirmer le projet, nous ne pouvons pas non plus le confirmer sans équivoque.

COMMENTAIRES SUR LE PROJET D'HYDRO-QUÉBEC
D'INSTALLATION D'UNE CENTRALE
À TURBINE À GAZ À BÉCANCOUR

1. Introduction

Le but du travail et l'objet du présent rapport sont de porter un jugement sur le projet d'Hydro-Québec d'installation d'une centrale à turbine à gaz à Bécancour (ci-après TAG), dans le cadre de la demande de pointe. Notons bien qu'en limitant notre analyse à la demande de pointe, nous ne nous adressons qu'à un seul des volets proposés pour le mandat de la centrale¹.

Le rapport est organisé de la façon suivante. La prochaine section touche spécifiquement la demande d'électricité et commente les prévisions utilisées par Hydro-Québec dans sa justification du projet TAG. La section suivante s'adresse à la question de la réserve requise et de la fiabilité. Nous démontrons que la question de la réserve requise est en effet beaucoup plus complexe que la proposition d'Hydro-Québec ne le laisse entendre, et que ce point a contribué à la confusion vis-à-vis du projet. La section 4 discute du volet gestion axée sur la demande (GAD). Nous étudions les programmes d'Hydro-Québec et leurs effets sur la demande. L'apport important ici est la relation entre la nature particulière de la demande de pointe au Québec et les efforts de GAD. La section 5 offre une série de

1. Voir Hydro-Québec (1991a), page 3. Le deuxième volet répond à un besoin spécifique de la centrale nucléaire de Gentilly 2.

commentaires additionnels se rapportant à la question de la TAG et des documents déposés. Finalement, la section ultime offre des conclusions sur la relation entre le projet TAG et le mandat de service de la demande de pointe.

2. La demande d'électricité

Le problème fondamental auquel fait face toute compagnie d'électricité est que l'électricité est à toutes fins utiles un bien non entreposable. Puisque la demande pour le bien fluctue dans le temps (moment de la journée, journée de la semaine, saison de l'année), il devient nécessaire d'investir soit dans un parc d'équipements, soit dans des méthodes de GAD, pouvant répondre de façon économique et fiable aux variations (prévues et aléatoires) dans la demande. Les décisions sont complexes et les enjeux importants, tant au niveau économique qu'au niveau social.

2.1 Demande de base contre demande de pointe

Une première distinction à faire dans l'étude de la demande d'électricité est la différenciation en termes de la base et de la pointe². La demande de pointe est définie comme la "charge maximale consommée par un client, un groupe de clients ou un réseau pendant une période fixe telle un mois ou un an. Il peut s'agir de la charge maximale instantanée ou, de façon plus habituelle, de la charge moyenne sur un intervalle court, une heure par exemple" (EMR [1991], page 164). Une période de pointe est donc définie comme une période où une partie importante de la puissance disponible est utilisée (on

2. Il existe, bien sûr, des distinctions plus fines, mais pour les besoins de cet exposé, la distinction base-pointe est suffisante. Dans la présentation du projet de TAG, Hydro-Québec présente un exemple représentatif où "les 10 % supérieurs de la puissance du réseau ne sont requis que pendant 2 % à 3 % du temps (environ 200 heures par an), alors que les 40 % inférieurs sont pratiquement utilisés tout le temps" (Hydro-Québec [1991a]).

parle souvent de plus que 85 % ou 90 %, mais le chiffre exact dépend de la nature du système). En matière de durée totale, la pointe représente normalement moins que 5 % des heures d'une année (encore une fois, ceci dépend de la façon que les conditions de pointe sont définies). Puisque la puissance dédiée à la pointe est donc susceptible d'être utilisée très peu, il est reconnu que l'équipement de pointe doit présenter des caractéristiques très différentes de l'équipement de base. Le choix d'équipement pour les périodes peut être représenté de façon très simplifiée par la figure 1. L'équipement de pointe a un coût fixe par MW relativement faible, mais un coût marginal (représenté ici par la pente de la droite) relativement élevé. Le contraire est vrai pour l'équipement de base. Ainsi, pour un nombre restreint d'heures d'utilisation, l'équipement de pointe est plus économique. Par contre, lorsque le nombre d'heures d'utilisation dépasse un certain seuil (x sur le graphique), l'utilisation de l'équipement de base devient plus économique. Pour cette raison, il n'est pas économiquement rationnel de planifier l'utilisation des équipements de base pour satisfaire à la demande de pointe.

Avec la même logique on conclut qu'il ne serait pas rationnel économiquement pour Hydro-Québec d'utiliser la TAG pour plus d'un nombre restreint d'heures³. Nous n'avons donc aucune inquiétude vis-

3. Bien sûr, nous parlons de l'utilisation moyenne, car advenant des circonstances exceptionnelles, il pourrait être nécessaire d'utiliser un équipement de pointe pour plus que les heures spécifiées dans une année en particulier.

à-vis des préoccupations d'utilisation de la TAG pour la base au Québec ou pour l'exportation.

Puisque la TAG est proposée pour répondre à la demande de pointe, adressons-nous maintenant à certaines particularités de la demande de pointe d'Hydro-Québec. Le point le plus important à retenir est qu'il existe une corrélation très forte entre la demande de pointe et la température. Cette corrélation est due en grande partie au rôle important que joue le chauffage électrique au Québec⁴. Faisant référence au tableau 1 du document Hydro-Québec (1991i), on note que pour 1990, les besoins en chauffage d'espace (résidentiel et commercial) compte pour 42 % de la prévision de la demande de puissance de pointe. Si l'on ajoute les besoins d'eau chaude domestique, le chiffre grimpe à 47 %. Ces demandes de chauffage sont relativement inélastiques par rapport au prix (i.e. un changement de prix n'aura que peu d'effet sur la consommation) et difficiles (voire impossibles) à déplacer dans le temps^{5,6}. Ceci fait que la

-
4. L'importance du chauffage électrique au Québec est passée de 7 % à 71 % entre 1971 et 1990 (BAPE [1991] 1re partie, volume 1, page 83-83). Aujourd'hui, près de 90 % des nouvelles constructions résidentielles choisissent le chauffage électrique.
 5. D'après les chiffres du Conseil économique du Canada (1985), l'élasticité-prix de la demande résidentielle d'électricité est entre -0,32 et -0,60 (tableau 7.5, page 121). C'est donc dire que la demande varie moins, en pourcentage, que la variation du prix. Vu que ces chiffres sont donnés pour l'ensemble du pays et la somme de tous les usages, nous avons raison de croire que la demande d'électricité pour le chauffage est encore plus inélastique.
 6. La demande de pointe est difficile à déplacer dans le temps à cause de la corrélation importante qui existe entre la température et la pointe, ce qui fait que la "pointe" au Québec est souvent relativement large dans le temps (i.e. la pointe dure

composition de la demande de pointe au Québec est relativement unique, et des comparaisons avec d'autres réseaux (au niveau de la GAD par exemple) doivent être faites avec prudence. Les alumineries, de leur côté, ne représentent que 3,5 % de la prévision de la demande de pointe et n'offrent donc pas une grande marge de manoeuvre. On utilisera ces observations dans le chapitre 4 pour commenter sur les apports possibles de la GAD.

2.2 Énergie contre puissance

Une deuxième distinction à faire dans la discussion de la demande d'électricité est celle entre l'énergie et la puissance. La puissance est la capacité de production, et est normalement mesurée en megawatt (MW). La puissance disponible donne la quantité d'énergie maximale qui peut être produite à un moment donné. L'énergie est mesurée en kilowattheure (kWh), gigawattheure (GWh, 1 million de kilowattheures) ou térawattheure (TWh, 1 milliard de kilowattheures). Il est important de ne pas confondre les demandes d'énergie et les demandes de puissance. En effet, des modifications de la demande d'énergie n'entraînent pas nécessairement de modifications dans la puissance requise. Cela dépend de l'allure de la courbe de charge (la courbe qui donne la distribution de la demande dans le temps - voir des exemples de courbe de charge quotidiennes et annuelles dans la

relativement longtemps). Vu que la pointe coïncide normalement avec des conditions climatiques difficiles (grand froid, et souvent c'est un effet accumulé de plusieurs jours), et que la demande de chauffage durant ces temps peut rester très élevée pendant de longues périodes, on comprend que la pointe peut être large et non "pointue" (comme dans certaines régions où la pointe due à l'air climatisé est en effet "pointue").

figure 2). Afin d'illustrer ce point, nous nous référons au document MIREQ (1991). À la page 7 de ce document, on utilise un facteur d'utilisation⁷ de 60 % pour "traduire" une baisse de la demande d'énergie en une baisse de la demande de puissance. Ce calcul est erroné dans la mesure où il ne tient pas compte de la coïncidence de la baisse de la demande d'énergie et la demande de la pointe, et utilise la moyenne annuelle du facteur d'utilisation de 60 %. En se référant à nouveau à la figure 2, on voit qu'il peut très bien y avoir une baisse dans la quantité d'énergie demandée⁸ sans que le montant maximum (puissance maximale appelée) baisse. Ainsi, la puissance maximale peut très bien demeurer inchangée suite à une baisse de la demande d'énergie totale. De plus, les données de la troisième page du document Hydro-Québec (1991d) (utilisées par MIREQ) montrent que l'écart d'énergie entre les prévisions de demande entre 1990 et 1991 est surtout dû à une baisse dans la prévision de la demande industrielle. Mais il n'est pas clair de quelle façon la demande industrielle contribue à la pointe (voir le tableau 1 de Hydro-Québec [1991i]). En d'autres mots, sans une étude plus poussée de la nature précise de la baisse de la demande d'énergie (sa place

-
7. Le facteur d'utilisation pour une période est défini comme le ratio de la demande totale en énergie (TWh) divisée par le produit de la puissance maximale appelée (MW) et le nombre d'heures (8760 pour une année). Le facteur d'utilisation s'exprime normalement en pourcentage, avec un maximum de 100 % pour le cas où les équipements produisent à leur maximum durant toute la période considérée. Un facteur d'utilisation élevé signifie une utilisation importante des équipements de production.
8. La quantité d'énergie est mesurée par l'aire de la surface sous la courbe. Donc un déplacement d'une partie de la courbe implique un changement dans la quantité totale d'énergie.

sur la courbe de charge, etc.), il peut être trompeur d'utiliser le facteur d'utilisation (et surtout le facteur annuel) pour spéculer sur les effets sur la demande de puissance à la pointe.

Une autre indication de l'importance à porter à cette distinction entre énergie et puissance est donnée dans les prévisions de ces deux quantités. Comme exemple, citons les prévisions du North American Electricity Reliability Council qui prévoit pour la prochaine décennie que dans l'Est du Canada (Ontario, Québec et provinces maritimes), la demande d'énergie aura une croissance moyenne annuelle de 2,6 % tandis que la demande de puissance à la pointe n'aura qu'une croissance moyenne annuelle de 2,1 % (NERC [1990a]).

2.3 Prévisions de la croissance de la demande

Adressons-nous maintenant à la question de la croissance de la demande et de la prévision. Nous notons tout d'abord que la demande d'électricité dépend de plusieurs facteurs qui touchent la demande dans le court, moyen et long terme. Cet aspect temporel est très important à retenir. Le prix de l'électricité vis-à-vis des prix des produits substitués (mazout et gaz naturel par exemple) peut influencer le choix de biens durables et d'équipement, mais n'a pratiquement aucun effet sur la demande de très court terme. La température, par contre, a un effet direct sur la pointe dans le très court terme, touchant le niveau de demande de façon presque

instantanée⁹. La conjoncture économique et le niveau d'activité économique peuvent influencer la demande à moyen et à long terme. L'expérience de la récession au début des années 1980 nous a démontré l'impact des aléas et les difficultés dans la prévision¹⁰.

Hydro-Québec, tout comme les autres compagnies d'électricité, se sert de données et prévisions démographiques (populations, ménages, etc.), économiques (revenu, PIB, etc.) et énergétiques (prix des substituts énergétiques, etc.) pour faire des prévisions sur les diverses composantes de la demande d'électricité (voir Hydro-Québec [1990d]). Dans ses prévisions de demande pour la période 1990-2000, Hydro-Québec prévoit un taux de croissance annuelle moyen de 2 % pour les ventes d'électricité régulière (2,4 % sans programmes d'économie d'énergie)(Hydro-Québec [1990d]). Ce chiffre concorde assez bien avec les prévisions ailleurs (le North American Electric Reliability Council, cité plus haut, par exemple). Pour mettre ce chiffre de 2 % en perspective, notons qu'entre 1971 et 1989, les ventes d'électricité régulière ont progressé à un taux moyen annuel de 5,7 % (Hydro-Québec [1990c]). Au niveau du Canada, la consommation d'électricité a connu une croissance annuelle moyenne entre 1980 et 1987 de 3,7 %, comparé à 3,5 % pour la moyenne mondiale (EMR [1991]). Ces données, comme la plupart des données au sujet de la demande d'électricité, sont exprimées en énergie (i.e. en TWh). Il est

9. Hydro-Québec estime qu'en hiver, une baisse de la température de un degré celsius augmente la demande de puissance de 300 MW.

10. Durant cette période, la demande effective s'est avérée beaucoup moins élevée que la prévision, et des réserves importantes en puissance en ont résulté.

pertinent de considérer aussi la croissance de la puissance. À ce titre, on voit que le taux de croissance annuel moyen de la demande de pointe (MW) au Québec entre 1960 et 1989 a été de 5,7 % (moyenne au Canada: 5,5 %) (EMR [1991]). La prévision pour le taux de croissance annuel moyen entre 1989 et 2005 est de 2,3 % pour le Québec, et de 2,2 % pour le Canada (EMR [1991]).

Avec toutes les données disponibles (historique de la croissance de la demande au Québec, historique des réseaux voisins, autres prévisions dans le Nord-Est américain), il n'y a aucune raison pour croire que le taux de croissance moyen sera inférieur à 2 % pour la prochaine décennie¹¹. Pour ces raisons, s'il y a une critique à porter à la prévision de la demande, c'est qu'elle est peut-être trop faible¹².

Il y a, évidemment, une marge d'erreur dans toute prévision. Ainsi, le NERC fait des prévisions fortes et faibles de façon à ce qu'il y ait 80 % de probabilité que la demande réalisée tombe entre les bornes (10 % de probabilité que la demande tombe au-dessus, 10 %

11. La seule croissance démographique serait pratiquement suffisante pour atteindre une croissance de 2 % (notons que l'élasticité-revenu de la consommation de l'électricité est tout près de +1,0 (Conseil économique du Canada [1985])).

12. "both Edison Electric Institute (EEI) and the US Dept of Energy (DOE) are forecasting electricity demand growth at an average annual rate of around 2.5% between now and 2000. Other forecasters call these projections "conservative" and see an even higher growth rate - from 3 to 4%". Electrical World (1990b).

"NERC-Canada is projected to be winter peaking throughout the forecast period [1989-1998] with its winter peak growing at 2.2% per year." NERC (1989a).

au-dessous). En 1989, la prévision du NERC pour la croissance de la demande au Canada était de 2,2 %, avec une borne supérieure de 3,3 %, et une borne inférieure de 0,7 % (NERC [1989b]). Il est évident que plus la période de prévision est loin dans le temps, plus la marge d'erreur s'accroît, dans le sens où les bornes supérieures et inférieures de la prévision s'éloignent.

Un dernier aspect à soulever dans la discussion de la demande est la substitution interénergétique. Comme le fait remarquer le Conseil économique du Canada (1985), "C'est sans doute au Québec que les progrès en matière de substitution interénergétique ont été les plus marqués au cours de la dernière décennie. La part de l'énergie primaire qu'y occupe le pétrole est tombée de 56 % à 38 % et cette baisse a été compensée par une hausse presque symétrique de la part de l'hydroélectricité, qui est passée de 40 % à 56 %" (page 118). Cette substitution a grandement touché la composition de la demande d'électricité (l'importance du chauffage est l'exemple le plus saisissant) ainsi que la croissance de la demande.

2.4 La demande d'électricité au Québec: conclusions

En guise de conclusion à cette section, revenons sur deux thèmes centraux. Tout d'abord au niveau structurel, la demande de pointe au Québec est relativement spéciale à cause de sa composition (la pénétration du chauffage électrique) et de sa forme (demande de pointe "large" dans le temps). Au niveau conjoncturel, la croissance prévue de la demande total (énergie) et de pointe (puissance) de l'ordre de 2 % est peut-être conservatrice, mais concorde assez bien

avec d'autres prévisions de sources respectées. Il n'y a donc aucune raison de croire que le phénomène de pointe dans la demande ne maintiendra pas une place d'importance dans la planification et la gestion d'Hydro-Québec.

3. La réserve et la fiabilité

3.1 La fiabilité: analogie avec l'assurance

À cause de l'importance de l'électricité dans notre société et notre économie, la fiabilité est une des caractéristiques les plus importantes du système d'électricité. La fiabilité du système dépend de plusieurs facteurs, notamment la quantité totale de puissance installée, les types de technologie utilisés (hydraulique, thermique, nucléaire, etc.), la taille des groupes turbine-alternateur de production, la fiabilité de chaque groupe, les besoins d'entretien, les interconnexions avec d'autres réseaux, l'exactitude des prévisions de demande et l'allure de la courbe de charge. Les réseaux d'électricité maintiennent de la capacité de production en réserve afin de répondre aux fluctuations et aléas quotidiens de la demande. Plus la réserve est élevée, plus le niveau de fiabilité assuré aux clients du réseau est élevé. Cette fiabilité a toutefois un prix important lorsque l'on calcule le coût des investissements nécessaires. La réserve est en quelque sorte une assurance contre la perte d'électricité pour les consommateurs. Le coût des investissements est analogue aux primes d'assurance. Dans cette optique, si un équipement de pointe est sous-utilisé une année et que le coût imputé par kWh est très élevé, cela ne signifie pas que l'investissement en réserve n'a pas été économique (tout comme une assurance-habitation n'est pas inutile, même si aucune réclamation n'est faite). Une difficulté à évaluer le niveau optimal de réserve

est l'évaluation du bénéfice social dû à la fiabilité¹³. Ce point et la relation avec le mandat de service d'Hydro-Québec seront adressés dans la section 5 du document.

3.2 La réserve: plusieurs notions

Il est important de noter qu'il n'existe pas une seule notion de réserve. On peut parler de réserve tournante, réserve d'opération et finalement du niveau total de réserve. Les deux premières sont des notions de réserve dynamique et sont très importantes dans la gestion à court terme des opérations du réseau. Généralement, on entend par réserve tournante une capacité génératrice qui est opérationnelle (i.e. qui tourne, dans le sens des turbines) mais qui ne produisent pas d'électricité pour le réseau. Ces réserves sont utilisées pour maintenir la stabilité du réseau et pour répondre à des fluctuations subites dans la demande ou des changements imprévus dans l'offre (telle une panne de génération ou de transport). Les réserves opérationnelles donnent un second niveau de fiabilité en offrant de la capacité qui peut être appelée dans l'espace de 20 ou 30 minutes. Les réserves opérationnelles peuvent inclure les équipements sur le réseau (qui ne tournent pas mais peuvent être démarrés rapidement), ainsi que des partages de réserve ou contrats avec des réseaux voisins (selon bien sûr des spécifications des contrats). Ces deux

13. Voir Vardi et Avi-Itzhak (1981) pour plus de détails théoriques sur la question de la fiabilité et de la réserve.

Comme le souligne le groupe MIREQ (1991), "Le choix d'un niveau "optimal" de réserve de puissance dépend des coûts relatifs entre les effets négatifs causés par les pannes et l'ajout de nouveaux équipements." (page 8)

types de réserve, tournante et opérationnelle, sont dynamiques. À n'importe quel moment donné, le niveau des réserves tournantes et opérationnelles nécessaire est déterminé à partir de la demande. La façon la plus simple de déterminer le niveau de réserve dynamique est de prendre un pourcentage de la demande actuelle (la firme Pacific Gas and Electric en Californie utilise 7 % pour la réserve tournante et 3 % pour la réserve opérationnelle¹⁴). On doit ensuite allouer la capacité génératrice ayant les caractéristiques nécessaires pour satisfaire à ces besoins¹⁵.

Dans la planification de plus long terme, la fiabilité statique est jugée à partir du niveau de réserve potentielle, qui mesure la différence entre l'offre maximale potentielle et la demande de pointe prévue. La différence à noter entre les réserves à court terme (tournante et opérationnelle) et la réserve à long terme est que cette dernière surestime le potentiel de réserve dynamique. Ceci découle du fait que les équipements de production ne sont pas toujours disponibles (entretien, pannes, limites techniques d'utilisation) et donc la puissance de production effective est moins élevée que le maximum. C'est justement à cause de cette question de disponibilité des équipements de production que différents réseaux requièrent différents niveaux de réserve à long terme, les

14. Source: Alva Svoboda, Pacific Gas and Electric, communication privée.

15. Hydro-Québec utilise le chiffre de 700 MW de "réserve d'exploitation"; "en dessous de cette limite, la qualité du service n'est plus garantie". Voir Hydro-Québec (1991c). Pour la demande de pointe de 29 070 MW (Hydro-Québec [1991i], tableau 1), ceci correspond à 2,5 %.

spécifications techniques du parc d'équipement pouvant différer de beaucoup (entretien, pannes, etc.)¹⁶. De façon générale, c'est cette réserve à long terme dont il est question dans les statistiques citées¹⁷.

Une discussion de la réserve est incomplète sans aborder la notion d'interconnexions entre les réseaux. Les années 1960-1970 ont vu une grande expansion dans les interconnexions entre réseaux en Amérique du Nord. Ce maillage a en effet permis aux utilités publiques de réduire leur demande individuelle de réserve¹⁸. Ceci découle du fait que les demandes, les pannes, les aléas, etc. sont relativement indépendants entre réseaux. La possibilité d'échange efficace que donnent les interconnexions permet donc aux utilités de "partager" une partie de la réserve sans diminuer de façon significative leur fiabilité individuelle. Ce partage est extrêmement

-
16. "Capacity margins vary from Region to Region due to variations in regional characteristics, which, for example, include the duration of the peak demand season, the differences in the ages, sizes, and types of generating units, the number and capability of transmission interconnections, the physical characteristics of the Region and the associated geographical configuration of the electric utility systems, and the operating agreements among interconnected systems." (NERC [1989b]).
17. EMR (1991) cite des pourcentages de réserve requise (en puissance) entre 10 % et 30 % pour les provinces et territoires canadiens, avec une moyenne nationale de 17 %. Le chiffre utilisé pour le Québec est de 10 %. Il n'y a malheureusement pas de détails sur les calculs de ces chiffres.
18. "[...] des études effectuées par le NYPP et basées sur ses interconnexions actuelles avec d'autres réseaux indiquent que pour satisfaire aux critères de fiabilité du NPCC, le NYPP doit disposer d'une marge de réserve correspondant à 22 % de la puissance totale installée. Sans interconnexions, le NYPP aurait besoin d'une marge de réserve de 36 %." (Energy Office of the State of New York [1990], page 4).

efficace du point de vue économique (puisqu'il permet d'éviter de l'investissement additionnel en capacité), et, par conséquent, les exigences de fiabilité du Northeast Power Coordinating Council (NPCC) sont bien justifiables pour les consommateurs québécois et ne devraient pas être considérées comme répondant seulement aux exigences des contrats d'exportation.

Malgré qu'il soit vrai que certaines formes de GAD (la puissance interruptible par exemple) puissent contribuer d'une façon implicite à la réserve, ceci doit être considéré avec prudence. La puissance dans une réserve tournante est "sûre", alors que les MW de GAD le sont beaucoup moins. Ceci est vrai dans le sens où une demande qui est interruptible ne sera pas nécessairement présente lors de la pointe. Si la demande n'est pas présente, la pointe ne peut pas être diminuée. Ainsi, une "réserve" créée avec de la GAD doit être considérée équivalente à une réserve en équipement avec une puissance beaucoup moins élevée. Ce point sera développé davantage dans le prochain chapitre.

3.3 Réserve requise pour Hydro-Québec

Pour toutes les raisons mentionnées ci-haut, le niveau de la réserve requise donné dans le tableau 1 Hydro-Québec (1991a) (page 12) peut être légèrement trompeur. Avec un parc d'équipement parfaitement homogène, une demande stationnaire et homogène, un niveau de fiabilité satisfaisant pour les interconnexions, etc., la réserve requise pourrait vraisemblablement rester à un pourcentage fixe de la demande. Mais, aucun réseau n'est statique. Dans le cas

d'Hydro-Québec, il faut considérer le rodage de nouvel équipement¹⁹, la réserve additionnelle pour la stabilité du réseau de transport²⁰ et l'exigence du NPGC. Nous notons, de plus, que le partage de la réserve baisse de 50 MW en 1994. Tout ceci fait qu'il peut très bien être justifiable que la réserve, en terme de pourcentage de la demande, évolue dans le temps (à la baisse aussi bien qu'à la hausse).

Si nous ne pouvons pas infirmer les niveaux de réserve proposés, les données présentées par Hydro-Québec ne sont pas assez détaillées pour nous permettre de les confirmer sans équivoque. Afin de porter un jugement plus réfléchi, il faudrait avoir beaucoup plus d'information de nature opérationnelle (par exemple de quelle façon la réserve dynamique (tournante, opérationnelle) est fixée, les critères pour les équipements de pointe, etc.).

Afin d'éclairer quelque peu la situation, nous considérons un exemple de la pratique ailleurs. L'interconnexion dénommée Northwest Power Pool (NWPP) comprend les États américains de Washington, Oregon, Idaho, Utah, des portions du Montana, Wyoming, Nevada et Californie, et les provinces de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. Cette région a une pointe de demande l'hiver et un parc

19. BAPE (1991), 1re partie, volume 1, page 125: René Boisvert: "[...] il faut penser aussi qu'il y a beaucoup d'équipements nouveaux qui vont être mis en service sur le réseau, d'ici quatre-vingt-quinze."

20. BAPE (1991), 1re partie, volume 1, page 124: Myriam Baril: "[...] des compensateurs qu'on va ajouter sur le réseau de transport pour augmenter la fiabilité et limiter les pannes générales".

d'équipement composé d'une proportion importante de centrales hydro-électriques, tout comme le Québec (l'analogie n'est pas parfaite, mais elle permet tout de même une comparaison utile). D'après le North American Electricity Reliability Council, la marge de réserve à la pointe pour cette région variera entre 15 % et 22 % au courant de la prochaine décennie (NERC [1990a]).

3.4 La réserve requise: conclusions

Vu la nature du réseau et de la demande, la réserve proposée semble être d'un ordre de grandeur adéquat (historique, pratique ailleurs, etc.). La marge d'erreur dans les prévisions de la demande et la disponibilité des équipements de production ainsi que les coûts/bénéfices de la fiabilité (implicites, puisque Hydro-Québec n'a pas procédé à une analyse détaillée au sujet des coûts/bénéfices) font qu'il est difficile de rejeter les niveaux de réserve proposés.

Ce qui ressort de la discussion est que la réserve est une notion très complexe, et que dans le cadre du projet TAG, la présentation d'Hydro-Québec n'a pas rendu justice à cette complexité. Il n'y a malheureusement pas suffisamment de données pour porter un jugement plus précis sur la question de la réserve.

4. La gestion axée sur la demande (GAD)

Jusqu'au début des années 1970, l'approche traditionnelle pour répondre à des accroissements de la demande était l'ajout de capacité génératrice supplémentaire. La crise du pétrole de 1973, la récession du début des années 1980, le coût important d'investissement (exorbitant dans le cas des centrales nucléaires aux États-Unis) et la nouvelle importance accordée aux questions environnementales ont fait que les utilités se tournent de plus en plus vers des méthodes de GAD²¹. La GAD (souvent appelée "demand-side management" (DSM)) est choisie "afin de maximiser le rendement des activités existantes (c'est-à-dire la réduction du recours à des combustibles plus coûteux et de la période au cours de laquelle les centrales ne fonctionnent pas), et afin de minimiser la nécessité de construire de nouvelles centrales" (EMR [1991]). Dans nos discussions de la GAD, nous incluons les deux volets qu'Hydro-Québec appelle "économies d'énergie" et "gestion de la consommation" (Hydro-Québec [1990b]).

4.1 Objectifs de la GAD

Les cinq objectifs clés de la GAD, avec des exemples de programmes conçus pour les atteindre, sont (d'après EMR [1991]):

1) La réduction de la charge - soit réduire la quantité d'électricité requise par la clientèle, ce qui peut être réalisé en

21. Notons toutefois que certains spécialistes croient qu'avec ce virement à la GAD, il n'y a pas assez d'importance accordée à la planification de nouvelles sources génératrices traditionnelles aux États-Unis. Voir Electrical World (1990b).

rendant l'utilisation ultime de l'électricité plus efficace (amélioration des installations des consommateurs ultimes, augmentations et restructuration tarifaires).

2) Le déplacement de la charge - soit réduire la demande de pointe en la déplaçant à des périodes de demande plus faibles. Un exemple de ce type d'initiatives est les tarifs selon la période d'utilisation qui tiennent compte des coûts plus élevés associés à la fourniture d'électricité au cours des périodes de demande de pointe (tarifs selon la période d'utilisation, tarifs hors-pointe, stockage de l'énergie thermique, dispositif de commande directe).

3) L'écrêtement de la pointe - soit réduire la demande de pointe sans la déplacer à une autre période, ce qui peut être réalisé en offrant des tarifs préférentiels aux consommateurs qui acceptent que leur charge soit interrompue au cours des périodes de pointe (tarifs selon la période d'utilisation, tarifs pour l'énergie interruptible, dispositif de commande directe).

4) L'égalisation de la charge - soit favoriser l'utilisation de l'électricité durant les périodes hors-pointe afin d'augmenter la production de la charge de base et les rendements qui y sont associés, ce qui peut être réalisé grâce à des tarifs réduits (tarifs selon la période d'utilisation, tarifs saisonniers, tarifs hors-pointe, stockage de l'énergie thermique).

5) La stimulation de la charge - soit favoriser la consommation d'électricité durant les périodes de pointe et hors-pointe. Pour

réaliser la stimulation de la charge, on offre des mesures incitatives à de gros consommateurs d'électricité (tarifs promotionnels, électrotechnologies industrielles, chauffage bi-énergie, marketing des exportations).

Le principe de la GAD est maintenant bien accepté dans l'industrie et il n'y a aucun doute que l'importance de tels programmes continuera à croître. Il faut signaler toutefois que le succès relatif des programmes de GAD varie d'une région à une autre. La raison pour ces variations est que les conditions dans les divers marchés sont loin d'être homogènes. Ainsi, nous constatons que les programmes varient beaucoup entre compagnies d'électricité.

4.2 Relation GAD-demande

Un premier commentaire que nous nous permettons ici, mais qui aurait été tout aussi pertinent dans la section 2 de ce rapport, est que la demande pour l'électricité évolue relativement lentement. La GAD ne peut donc pas être vue comme un instrument de réponse rapide²².

En deuxième lieu, il faut se rappeler que par rapport à une source de production d'appoint telle la TAG, un programme de GAD présente moins de fiabilité et de disponibilité pour le producteur.

22. "[..] l'adaptation de la demande d'énergie s'effectue plutôt lentement. Dans l'industrie, les retards sont attribuables aux investissements à long terme dans les machines et de l'équipement [...]. Dans le cas des ménages, la demande d'énergie s'adapte tout aussi lentement" (Conseil économique du Canada [1985], page 113).

La raison est bien simple: avec une TAG, un producteur a à sa disposition toute la capacité de la centrale lors de l'appel (sauf pour cas de panne bien sûr); dans le cas d'un programme de GAD par contre, la quantité "offerte" (i.e. la demande déplacée) peut dépendre d'aléas ponctuels dans la demande. Par exemple, un tarif différencié dans le temps pourrait en temps normal déplacer x MW de puissance à la pointe. Il se pourrait toutefois que lors d'un grand froid, même avec un tarif différencié, que la demande déplacée ne soit que de $x/2$. C'est pour cette raison que les producteurs peuvent difficilement dépendre de la GAD pour combler les besoins de la demande de pointe.

Un des premiers messages que l'on retire des études et rapports de la GAD est l'importance qu'il faut accorder aux conditions de demandes spécifiques du marché en question. Hanser ("Innovative Rate Design and Pricing" dans EPRI [1989a]) identifie cinq composantes principales dans l'élaboration d'un programme de GAD: 1) établir des objectifs mesurables; 2) identifier les possibilités de GAD, et les usages ayant des courbes de charge coïncidant avec les objectifs; 3) évaluer et sélectionner la solution de rechange au GAD; 4) exécuter le programme choisi; et 5) assurer le suivi. On note que les trois premières composantes reposent sur une évaluation détaillée des composantes de la demande.

Dans les programmes spécifiques mis en oeuvre ailleurs, on trouve une grande importance accordée aux analyses énergétiques, autant au niveau résidentiel que commercial et industriel. Il y a

également une acceptation générale de l'importance des programmes publicitaires visant la modification des habitudes de consommation d'énergie. On reconnaît toutefois que les résultats de ces campagnes ne se réalisent qu'à moyen ou à long terme. Les études du Electric Power Research Institute (EPRI) accordent beaucoup d'importance à l'impact des tarifs sur la consommation et les courbes de charge.

Un point intéressant dans le contexte de ce travail est que la grande majorité des études GAD au Canada sont mesurées en énergie (TWh), et non en puissance (GW). Ailleurs, la puissance n'est pas plus utilisée. Par exemple, aux États-Unis "The most commonly used measures are jobs (33 percent), and revenues (12 percent) [...] Demand (KW) was the least-used measure" (Skelton et al., "Industrial Marketing: Economic Development Programs", dans EPRI [1988]). Ce point est intéressant dans la mesure où le problème au Québec est réellement la présence de la demande en puissance à la pointe.

4.3 GAD: le contexte québécois

Un des problèmes avec l'étude comparative des programmes de GAD est que ces programmes sont adaptés aux conditions et objectifs spécifiques du marché en question (voir les objectifs de la GAD ci-haut). Or, comme nous l'avons souligné plus tôt, les conditions de la demande de pointe au Québec sont relativement spéciales. Il ne faut donc pas s'attendre à pouvoir reproduire des résultats obtenus ailleurs, sans voir quelles ont été les conditions de départ.

Si la GAD varie selon les marchés, revenons encore sur quelques conditions particulières du marché québécois. Deux facteurs attirent l'attention. Tout d'abord, il y a la nature de la demande de pointe au Québec, et le niveau relativement bas des tarifs.

Comme on l'a constaté dans la deuxième partie de ce travail, la pointe est composée d'une forte proportion de demande relativement inélastique (i.e. une demande qui ne répond que peu à des variations de prix). À priori, ceci laisserait croire que la marge de manoeuvre des programmes de GAD ciblant la pointe est restreinte²³.

Deuxièmement, les prix de l'électricité au Québec sont, dans le contexte nord-américain (et même mondial), relativement peu élevés²⁴. Puisque l'incitatif majeur pour un programme de GAD est pécunier, des prix peu élevés laissent croire que le potentiel de modification de la demande serait moins élevé qu'autrement²⁵.

Pour toutes ces raisons, il faut être extrêmement prudent lorsqu'on fait des comparaisons entre divers programmes de GAD. Il

23. Ceci expliquerait peut-être l'absence relative de programmes visant la réduction de la demande de pointe.

24. Les données de EMR (1991) d'une comparaison de 28 grandes villes situées dans 14 pays indiquent que les tarifs (résidentiels, commerciaux et industriels) au Canada sont "hautement concurrentiels". Par exemple, dans le cas du résidentiel, on retrouve des tarifs (cents US/kWh) de 4,68 (Montréal), 9,14 (Tokyo), 11,01 (New York) et 18,58 (Sao Paulo) (entre autres).

25. Comme l'a remarqué Mme Daphna Castel (BAPE [1991] 1re partie, volume 9, page 42): "[...] les grosses industries énergivores ne sont pas intéressées de participer dans des programmes de puissance interruptible, parce que le coût qu'elles payent pour l'électricité est tellement bas et ça ne les intéresse pas de s'en dépasser."

faut reconnaître les particularités des marchés, des parcs d'équipements, des objectifs des compagnies productrices, etc.

Afin de mettre les efforts d'Hydro-Québec en perspective, nous nous référons tout d'abord aux données tirées de EMR (1991) sur les économies de puissance procurées par les valeurs cumulatives des programmes de GAD mis en oeuvre par les services d'électricité (tableau 13.1, page 106). En se limitant à une comparaison de l'Ontario et du Québec (ces deux provinces fournissent plus de 90% de la puissance économisée au Canada), on trouve que le total économisé (en MW) dans les années 1990, 2000 et 2010 est respectivement 848, 3 702 et 5 030 en Ontario et 2 740, 5 470 et 6 020 au Québec (les données des années 2000 et 2010 représentent des prévisions).

À partir de ces chiffres, nous observons que pour le moment, le Québec a une bonne avance sur l'Ontario. D'ici l'an 2010, par contre, même si on prévoit que les économies resteront plus élevées au Québec (le rapport en 2010 sera de 1,2), l'accroissement des économies sera beaucoup plus fort en Ontario (593 % contre 220 %)

Une explication pour ceci est qu'une bonne partie du potentiel d'Hydro-Québec a déjà été exploitée. Par exemple, le programme de bi-énergie résidentielle cible des clients qui entreprennent la conversion de leur système de chauffage du mazout à l'électricité. Mais puisque plus de 70 % des clients résidentiels utilisent maintenant l'électricité pour le chauffage, le potentiel à aller chercher ne cesse de diminuer.

L'information disponible sur les programmes de GAD d'Hydro-Québec démontre une bonne étude du marché à cibler (Hydro-Québec [1990b], Hydro-Québec [1990d]). Par contre, il est surprenant de constater que la majorité des programmes visent des composantes de la demande qui ne sont pas nécessairement reliées à la pointe. On s'attend bien sûr à une diversité de programmes, mais vu l'importance de la pointe, il est étonnant de ne pas voir plus d'attention portée à ce problème.

Nonobstant nos commentaires sur la nature particulière de la demande de pointe, il est surprenant de ne retrouver aucune allusion à des tarifs différenciés dans le temps (TDT). Y a-t-il eu des analyses coûts/bénéfices réalisées sur la situation et le potentiel?

4.4 La GAD et Hydro-Québec: conclusions

En général, les efforts déployés par Hydro-Québec dans le domaine de la GAD se comparent très bien avec ce que l'on retrouve ailleurs. En termes d'investissement, "1,4 milliard de dollars 1990 sur cette décennie" (Hydro-Québec [1991h]) est impressionnant²⁶. En regardant les résultats obtenus jusqu'à maintenant, les comparaisons avec Ontario Hydro sont favorables (en termes d'énergie interruptible et des économies de puissance). Une comparaison plus générale et plus détaillée avec d'autres compagnies nord-américaines dépasse le cadre de ce travail. Mais il semble que les prévisions d'économies d'Hydro-

26. La compagnie Pacific Gas and Electric, qualifiée d'innovatrice, dépense 50 millions US par année (Hydro-Québec [1991j]).

Québec se comparent favorablement avec d'autres compagnies (Hydro-Québec [1991j]).

Ce qui manque peut-être dans la GAD chez Hydro-Québec, c'est une attention plus particulière vis-à-vis de la gestion de la demande de pointe. Des programmes innovateurs (la biénergie résidentielle est un bel exemple d'innovation), des tarifs différenciés dans le temps, etc. pourraient s'avérer utiles. Toute cette question nécessite évidemment une analyse approfondie.

5. Autres commentaires

Dans cette section, nous présentons quelques points additionnels, soit des préoccupations d'intervenants dans le dossier TAG, ou bien des informations complémentaires susceptibles d'être pertinentes à la question.

Dans le rapport d'avant-projet (Hydro-Québec [1991a]) le promoteur déclare qu'advenant une panne de réseau où les équipements de production de Gentilly 2 seraient endommagés, "les pertes de production de la centrale Gentilly 2 [...] pourraient atteindre 500 000 à 750 000\$ par jour" (page 16). Ceci est justement le genre de donnée qui manque dans le reste du document - c'est-à-dire des données pouvant mener à une évaluation coût/bénéfice. Afin de pouvoir choisir le niveau optimal de capacité de réserve, il faut établir/évaluer la valeur des niveaux possibles de fiabilité. Sans cette démarche, il est impossible de faire une analyse complète du problème²⁷.

Dans la question des externalités, il ne paraît pas impossible que les clients du parc industriel de Bécancour bénéficient de l'installation d'une centrale d'appoint à proximité de leurs usines. Mais cette question doit être traitée de façon indépendante, dans le

27. Cette lacune dans l'approche d'Hydro-Québec peut être attribuée à un de leurs mandats, qui est de desservir la demande d'électricité avec un niveau de fiabilité aussi élevé que possible. Avec cette vision, il n'est pas évident de quelle façon le coût de la fiabilité doit être utilisé. Par contre, fournir l'électricité au coût le plus bas possible implique sans doute une évaluation du coût des divers niveaux de fiabilité.

sens où des externalités positives sont sans rapport avec la justification pour la pointe. La fiabilité additionnelle pour certains clients et l'imputation des coûts sont des éléments pour une discussion plus détaillée sur la tarification, mais ne concernent pas le mandat de la TAG de desservir la pointe.

Plusieurs intervenants se sont penchés sur la question des exportations et des coûts implicites qui pourraient être imputés à l'activité d'exportation. L'argument classique est exprimé par le Conseil économique du Canada (1985): "À l'heure actuelle, les recettes nettes tirées des ventes à l'exportation servent à réduire les coûts de production de façon à diminuer les prix sur le marché intérieur, ce qui revient à redistribuer aux consommateurs d'électricité les bénéfices réalisés sur les exportations." (page 82). Le présent document ne peut trancher sur l'ensemble des questions économiques liées à l'exportation (et encore moins sur les questions philosophiques). Nous pouvons toutefois affirmer qu'il ne nous apparaît pas y avoir de lien important entre le projet TAG et les contrats d'exportation.

L'utilisation prévue de la TAG, pour une moyenne de 200 heures par année, doit être vue comme une moyenne sur 20 ans. Il est donc possible que certaines années verraient une utilisation plus élevée que 200 heures, sans toutefois que la vocation du projet soit changée. Comme on l'a mentionné plus tôt dans le texte, l'utilisation planifiée de l'équipement de pointe est très faible, ce qui fait que les caractéristiques de l'équipement destiné à la pointe ne sont pas

les mêmes que pour la base. Il arrive donc que les coûts peuvent paraître exorbitants (un coût du kWh de 0,55 \$ pour 200 heures d'utilisation, par exemple). Mais en reprenant la discussion de la section 2, et la figure 1, on comprend que pour l'utilisation de pointe, ce genre d'équipement est en effet le plus économique.

La faible hydraulicité est un problème de réserve d'énergie et non pas de puissance. La justification de la TAG et son éventuelle utilisation ne sont pas, en principe, touchées par la faible hydraulicité.

Il ne semble pas y avoir eu assez de discussions au sujet du suréquipement (potentiel, coûts, etc.). Si la crise dans la demande de pointe est remise à 1995-1996, le suréquipement peut-il alors répondre au problème?

Finalement, notons que l'achat des turbines avant l'approbation du projet préoccupe plusieurs intervenants. Une des explications possibles se trouve dans l'état du marché pour ces équipements. "Combustion turbines, which only address peaking-power needs and not base-load, are in such demand that delivery dates for new requests are beginning to lengthen beyond the current estimate of two to three years from the order date." (Electrical World [1990b]). Ces délais militent en faveur d'un processus de présentation, d'évaluation et de gestion de projet qui permettrait une meilleure appréciation de tous les enjeux et options possibles. Afin d'y arriver, la proposition du projet, ou *des options*, pourrait vraisemblablement se faire plus tôt dans la période de planification.

6. Conclusions

Rappelons que le mandat de ce travail est de porter un jugement sur le projet d'Hydro-Québec d'installation d'une centrale à turbine à gaz à Bécancour, dans le cadre de la demande de pointe.

De façon générale, Hydro-Québec ne présente pas de données qui sont grossièrement incorrectes dans la proposition. Par contre, comme nous l'avons souligné à maintes reprises dans le texte, la proposition du promoteur laisse plusieurs questions ouvertes (notamment au sujet du niveau de réserve).

Les points principaux à retenir sont:

1) La demande pour l'électricité (énergie et puissance) croît au Québec, et le phénomène de pointe continuera à être important.

2) La gestion axée sur la demande (GAD) est efficace pour répondre à une partie de l'accroissement de la demande, mais il faut être bien conscient de ses limites. Les efforts d'Hydro-Québec dans la GAD sont très acceptables, quoiqu'on pourrait voir une attention plus importante dans des innovations tarifaires.

3) La réserve est une question très complexe. Il n'est pas parfaitement clair quel doit être le niveau précis de la réserve d'Hydro-Québec. Des études comparatives indiquent que la proposition est dans le bon ordre de grandeur, mais il manque les données nécessaires pour vraiment trancher la question.

De façon plus générale, il nous semble que la proposition ne donne pas un exposé complet de l'évaluation comparative des divers scénarios potentiels pour répondre au problème de la demande de pointe (arguments de type coût/bénéfice, etc.). Si le besoin de la TAG pour la pointe n'est pas critique avant 1995 (ce qui est ressorti des audiences publiques), il est possible que d'autres moyens puissent être employés afin de satisfaire à la pointe (tel le suréquipement). Il incombe alors à Hydro-Québec de démontrer que la TAG demeure toujours le choix économique optimal.

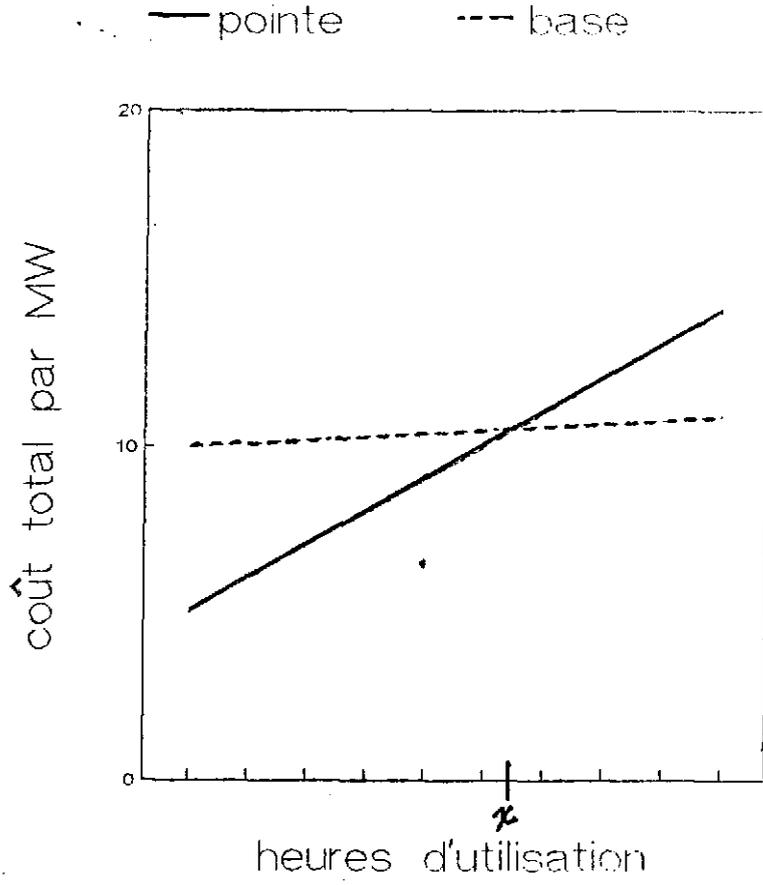
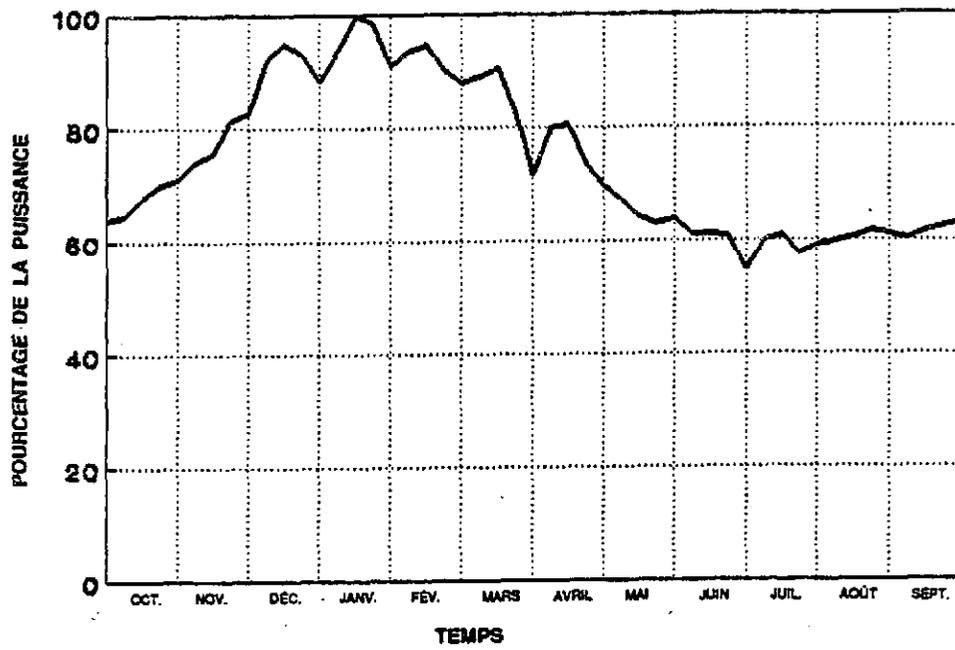
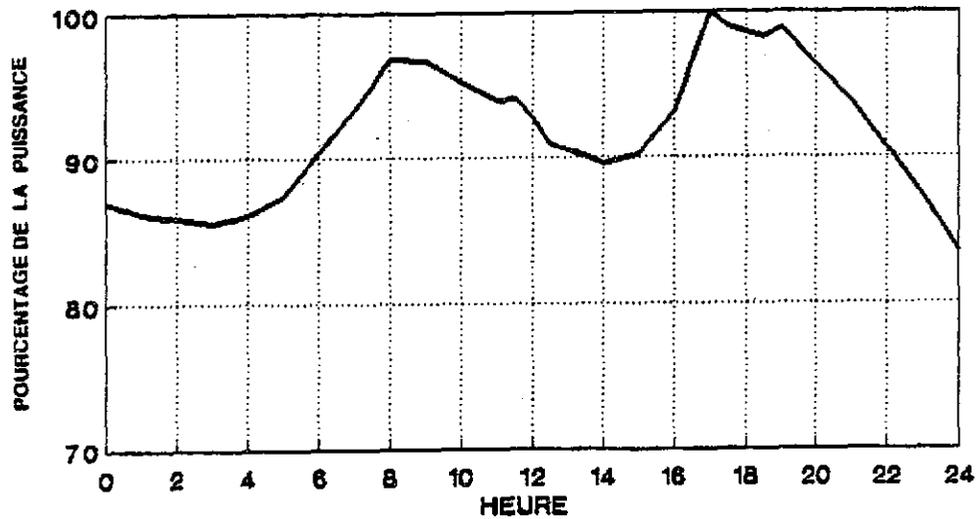


FIGURE 1: LE CHOIX DES ÉQUIPEMENTS DE BASE ET DE POINTE

Cycle de demande annuel



Cycle de demande journalier (en hiver)



Hydro-Québec (1991a)

FIGURE 2: COURBE DE CHARGE QUOTIDIENNE ET ANNUELLE

RÉFÉRENCES²⁸

- Conseil économique du Canada (1985). *Interconnexions. Une stratégie énergétique pour demain.*
- Electrical World (1990a). "What does it cost to run a conservation program?". March 1990, page 20.
- Electrical World (1990b). "The horn blows at midnight". April 1990, page 44.
- EMR (1991). Énergie, Mines et Ressources Canada. *L'énergie électrique au Canada 1989.*
- Energy Office of the State of New York (1990). *Les transferts d'électricité dans le Nord-Est.*
- EPRI (1988), Electric Power Research Institute, *Selected Papers on Demand-Side Management: 1985-1987.*
- EPRI (1989a), Electric Power Research Institute, *Proceedings: International Workshop on Innovative DSM Techniques.*
- EPRI (1989b), Electric Power Research Institute, *1988 Survey of Residential-Sector Demand-Side Management Programs.*
- BAPE (1991), Bureau des audiences publiques sur l'environnement, Audience sur le projet d'Hydro-Québec d'installation d'une centrale à turbine à gaz à Bécancour, Procès verbaux: 1re partie, volumes 1-9; 2e partie, volumes 1-4.
- Hydro-Québec (1989a). *Annuaire d'Hydro-Québec.*
- Hydro-Québec (1989b). *Amélioration de la fiabilité du réseau de transport.* [A26]
- Hydro-Québec (1990a). *Proposition de plan de développement d'Hydro-Québec 1990-1992 - Horizon 1999.* [A6]
- Hydro-Québec (1990b). *Proposition de plan de développement d'Hydro-Québec 1990-1992 - Horizon 1999. Hydro-Québec et l'efficacité énergétique.* [A8]

28. Les documents qui ont été déposés à la commission du BAPE sont notés avec la numérotation du BAPE à la fin de la référence (i.e. [A1]).

- Hydro-Québec (1990c). *Proposition de plan de développement d'Hydro-Québec 1990-1992 - Horizon 1999. Mémoire sur la tarification proposée pour 1990-1991.* [A10]
- Hydro-Québec (1990d). *Proposition de plan de développement d'Hydro-Québec 1990-1992 - Horizon 1999. La demande d'électricité au Québec.* [A11]
- Hydro-Québec (1991a). *Centrale Bécancour: Rapport d'avant projet, Volume I.* Janvier 1991. [A1]
- Hydro-Québec (1991b). "Mais était-ce la pointe?", *Hydro-Presse*, fin janvier 1991, page 2. [C6]
- Hydro-Québec (1991c). "La pointe, ça se gère...", *Hydro-Presse*, fin juin 1991, page 10.
- Hydro-Québec (1991d). "Plan 1990-92 et résultats pour l'année 1990". [A15]
- Hydro-Québec (1991e). *Réponses aux questions du Mouvement au Courant.* [A60]
- Hydro-Québec (1991f). *Réponses aux questions du Mouvement STOP.* [A61]
- Hydro-Québec (1991g). *Réponses aux questions du Mouvement pour l'instauration de la réglementation de l'électricité au Québec (MIREQ).* [A62]
- Hydro-Québec (1991h). "Les impacts économiques de l'efficacité énergétique", par Robert Jean. [A64]
- Hydro-Québec (1991i). *Réponses aux questions complémentaires demandées par la commission d'audiences publiques le 25 juin 1991.* 5 juillet 1991. [A67].
- Hydro-Québec (1991j). *Survol des activités en matière d'efficacité énergétique à travers le monde, 1989-1990.* [A72]
- Joskow, Paul L., Richard Schmalensee (1983). *Markets for Power.* The MIT Press.
- MIREQ (1991). *Mouvement pour l'instauration de la réglementation de l'électricité au Québec. Mémoire sur le projet de centrale thermique à Bécancour.*
- Mouvement au Courant (1991). *Projet de centrale TAG à Bécancour.*
- NERC (1989a). North American Electric Reliability Council. *1989 Reliability Assessment.*

- NERC (1989b). North American Electric Reliability Council. *1989 Electricity Supply and Demand*.
- NERC (1990a). North American Electric Reliability Council. *1990 Reliability Assessment*.
- Ontario Hydro (1989). *Providing the Balance of Power. Demand/Supply Plan Report*. [A55]
- Schweppe, Fred C., Michael C. Caramanis, Richard D. Tabors, Roger E. Bohn (1988). *Spot Pricing of Electricity*. Kluwer Academic Publishers.
- STOP (1991). Mémoire présenté au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement.
- Vardi, Joseph, Benjamin Avi-Itzhak (1981). *Electric Energy Generation. Economics, Reliability and Rates*. The MIT Press.

ANNEXE **5**

Relation entre
puissance et
énergie

RELATION ENTRE PUISSANCE ET ÉNERGIE

Énergie produite = Puissance \times durée \times facteur d'efficacité

E (kwatt-heure) = P (kwatt) \times T (heures) \times F

Parfois T est exprimé en années (1 a = 8760 h), P en MW (1 MW = 10^3 kW) et E en TWh (1TWh = 10^6 MWh).

Si P = 100 MW, T = 1 a et F = 1, alors E (MWh) = 100 MW \times 8760 h
= 876 $\times 10^3$ MWh
= 0,876 TWh

Donc 1TWH $\equiv \frac{100 \text{ MW} \times 114,15 \text{ MW (si F=1)}}{0,876}$

Si F = 0,9 alors 1 TWh = $\frac{114,15}{0,9} = 126,84 \text{ MW}$

Si F = 0,8 alors 1 TWh = $\frac{114,15}{0,8} = 142,69 \text{ MW}$

Si F = 0,6 alors 1 TWh = $\frac{114,15}{0,6} = 190,25 \text{ MW}$

**CORRESPONDANCE ENTRE L'ÉNERGIE
ET LA PUISSANCE**

Énergie (TWh)	F. d'utilisation -	Puissance (MW)
1	1	114
1	0,9	127
1	0,8	143
1	0,6	190

SURPLUS PRÉVISIONNEL				
Année	Énergie	Puissance		
		f=1	f=0,9	f=0,8
1992	2,7 TWh	308 MW	343 MW	386 MW
1993	1,7 TWh	194 MW	216 MW	243 MW

BILAN*		
Année	Non corrigé	Corrigé (avec f=0,9)
1992	-339	+4
1993	-302	-86

* Sans la centrale de Bécancour.

ANNEXE **6**

Réduction des besoins
de puissance de
pointe découlant des
programmes de biénergie,
de puissance interruptible,
d'économies d'énergie,
et de production combinée

**EXTENSION DU TABLEAU 2, PAGE 13 DU VOLUME 1,
DU RAPPORT D'AVANT-PROJET**

Centrale de Bécancour

Réduction des besoins de puissance de pointe découlant des programmes de biénergie, de puissance interruptible, d'économies d'énergie, et de production combinée selon le scénario moyen de la *Proposition de plan de développement d'Hydro-Québec 1990-1992, Horizon 1999*.

ANNÉE	(EN MÉGAWATTS)			
	BI-ÉNERGIE	PUISSANCE INTERRUPTIBLE	ÉCONOMIE D'ÉNERGIE	PRODUCTION COMBINÉE
1990	1 926	850	0	20
1991	2 066	1 000	460	88
1992	2 178	1 050	670	168
1993	2 209	1 100	1 010	248
1994	2 129	1 150	1 150	300
1995	2 089	1 200	1 380	300
1996	2 074	1 200	1 590	300
1997	2 054	1 200	1 770	300
1998	2 034	1 200	1 970	300
1999	2 021	1 200	2 140	300
2000	1 989	1 200	2 300	300
2002	1 965	1 200	2 460	300
2002	1 940	1 200	2 620	300
2003	1 913	1 200	2 750	300
2004	1 888	1 200	2 900	300
2005	1 852	1 200	3 000	300
2006	1 843	1 200	3 020	300

Source: Hydro-Québec, document déposé A53.

ANNEXE **7**

Rapport d'expert
Yvon Gervais
15 août 1991

Rapport présenté
au

Gouvernement du Québec
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement

dans le cadre du

**Projet d'Hydro-Québec d'installation
d'une centrale à turbine à gaz à Bécancour**

par
Yvon Gervais, ing.

15 août 1991

Introduction

Hydro-Québec se propose de construire la centrale de Bécancour, sur un terrain adjacent à la centrale de Gentilly 2, afin de produire de l'électricité pour faire face à l'augmentation de la demande de pointe et pour être en mesure d'alimenter certains des auxiliaires de la centrale nucléaire de Gentilly 2 en cas de panne du réseau.

Le ministre de l'Environnement, M. Pierre Paradis, donnait au BAPE le mandat de tenir une audience publique pour ce projet à compter du 17 mai 1991.

Le 16 juillet 1991, le soussigné se voyait confier le mandat général de conseiller la commission en matière de stabilité du réseau électrique d'Hydro-Québec et plus particulièrement en besoin de réserve et de fiabilité de réalimentation des services auxiliaires de la centrale de Gentilly 2. On trouvera en annexe la liste des documents fournis pour consultation.

La commission s'attend à recevoir au plus tard le 15 août 1991 un rapport préliminaire écrit sur les 7 sujets énumérés ci-après, ainsi que des réponses orales à des questions susceptibles d'être posées par les commissaires pour la compréhension de ces sujets.

Sujet n° 1- Expliquer qualitativement les notions de stabilité et de fiabilité d'un réseau, en indiquant les facteurs qui peuvent influencer cette stabilité, avec référence à l'évolution du réseau d'Hydro-Québec

La stabilité d'un réseau se définit comme la propriété intrinsèque qu'il a de réagir à des perturbations normales et, en deçà de certaines limites, à des perturbations exceptionnelles, en retrouvant rapidement un nouvel équilibre de tensions acceptables en tout point du réseau. Cet équilibre doit être retrouvé dynamiquement à l'intérieur de plages prédéterminées de valeurs de fréquences et de tensions, et cela, sans délestage de charge.

Le concept de fiabilité est différent. Alors que la stabilité s'applique à l'ensemble du réseau, la fiabilité se rapporte plutôt à ses diverses composantes, même si par extension on dit parfois qu'un réseau stable est fiable. On dira surtout qu'un réseau est fiable s'il est composé d'éléments qui font rarement défaut. Un automatisme qui fonctionnerait mal et délesterait sans raison une charge importante du réseau, entraînant une panne générale, serait un exemple d'un manque de fiabilité d'une composante du réseau qui, par ailleurs, est reconnu pour sa stabilité. Ce cas et d'autres semblables se sont présentés dans un passé récent.

Le réseau d'Hydro-Québec est relativement stable. Il le sera encore davantage suite aux améliorations en cours concernant la compensation série. Dans le passé, le manque de fiabilité de certaines composantes et, à quelques occasions, des interventions humaines ont entraîné certaines pannes majeures. À la suite des améliorations projetées, les composantes du réseau ne seront pas nécessairement plus fiables, ni le réseau à l'abri d'erreurs humaines, mais il sera en mesure de résister à des perturbations plus grandes qu'auparavant.

Hydro-Québec attaque donc le problème sur plusieurs fronts. Le programme d'implantation de la compensation série a pour objectif d'améliorer la stabilité du réseau. D'autre part, elle se préoccupe de la fiabilité des appareils, et elle a adopté une politique plus agressive concernant l'entretien préventif. Elle a augmenté substantiellement le parc d'appareils et de pièces de réchange. Elle a créé un organisme de recherche et développement, conjointement avec les fabricants de grands appareils de réseau, dans le but de mieux adapter les normes de fabrication aux besoins de l'exploitant. Enfin, les programmes de formation du personnel ont été développés. Nous aurons l'occasion de revenir sur ces sujets.

Les facteurs qui influencent la stabilité sont nombreux. Le plus important est sans contredit la fiabilité des appareils et mécanismes. Du point de vue du concepteur, c'est la longueur des lignes qui est le facteur majeur. Le réseau d'Hydro-Québec est du type radial, par opposition aux réseaux maillés que l'on retrouve dans la plupart des provinces et États voisins. Ici, les sources sont très éloignées des centres de consommation, donc, pour des raisons économiques, les lignes de transport doivent être à tension très élevée, et d'une technologie plus sophistiquée, ce qui a pour conséquence que certains appareils ont démontré une fiabilité moindre que prévue. Les lignes sont aussi plus vulnérables aux intempéries à cause de leur longueur et du climat rigoureux. Le concepteur a donc prévu des lignes et équipements de réserve en cas de bris.

Enfin, la régulation de tension est un problème majeur sur les lignes parcourant de longues distances. Le concepteur a prévu des appareils de régulation de la tension, comme les compensateurs synchrones ou statiques. Ces appareils contribuent à la sophistication mentionnée. Nous reviendrons plus loin sur ce dernier sujet.

Du point de vue de l'exploitant, vu que le réseau comporte des appareils de très grande puissance (par exemple, des transformateurs de l'ordre de 1 000 Mégawatts), un facteur de stabilité sera d'avoir toujours suffisamment de réserve de puissance tournante, i.e. immédiatement disponible, pour prévoir la perte d'un tel appareil. En plus, l'exploitant devra toujours avoir à sa disposition suffisamment d'appareils de maintien de tension tels les inductances «shunt» ou des bancs de condensateurs dont nous reparlerons.

Quelques notions d'électricité...

Pour une meilleure compréhension de certains concepts, nous proposons de rappeler ici quelques notions de base vulgarisées en circuits électriques appliquées aux réseaux de transport d'énergie.

Il y a deux types d'énergie générée et transportée sur tout réseau d'énergie. C'est la nature même des charges chez les clients qui dicte dans quelles proportions ces énergies sont requises.

Il y a l'énergie dite active, mesurée en watts, qui correspond aux charges des clients en chauffage, éclairage et travail mécanique fourni par les moteurs. Pour simplifier, nous négligerons ici les pertes dans les lignes et dans les appareils de réseau. C'est cette forme d'énergie que le client domestique paye environ 4 cents le kilowattheure. L'énergie active est transportée sur toute la longueur des lignes, depuis la source, puisque c'est à cet endroit que se trouve le réservoir d'énergie. Cette énergie active est transformée chez le client en chaleur ou en travail mécanique, qui sera aussi éventuellement transformé en chaleur. Ce transport d'énergie se fait par courant électrique, ce qui produit des chutes de tension tout au long de la ligne, selon la loi d'Ohm bien connue. Ce courant produit aussi des pertes joules (chaleur) dans les conducteurs.

Il y a une seconde forme d'énergie dite réactive, mesurée en vars (volts-ampères réactifs), qu'un réseau doit fournir aux clients. La nature de certaines charges exige cette forme d'énergie pour opérer. Le cas le plus connu est le moteur électrique (le transformateur entre aussi dans cette catégorie de même que la ligne elle-même qui a une composante inductive en plus de sa résistance). L'énergie réactive ne produira aucun travail (on néglige toujours les pertes dans notre exposé) mais servira à produire un champ magnétique essentiel au fonctionnement de l'appareil. À cause de la caractéristique même du courant alternatif, la magnétisation du moteur (ou du transformateur) demandera une certaine quantité d'énergie du réseau énergie qui lui sera restituée pour être tirée à nouveau du réseau et retournée encore, etc. La fréquence de ces échanges d'énergie entre la charge et le réseau, est fonction de la fréquence propre du réseau (60 Hz ou 50 Hz selon les pays). Le bilan énergétique de ces échanges est théoriquement nul, quelle que soit la durée de l'observation. On appelle donc cette énergie «réactive» par opposition à la précédente (active) qui, elle, est consommée chez le client, i.e. transformée en chaleur.

Sauf pour la première fraction de seconde, l'énergie réactive pourrait sûrement provenir d'une autre source que de la source d'énergie lointaine, c'est-à-dire qu'elle pourrait être fournie par un dispositif local, plus près de la charge, qui peut emmagasiner temporairement de l'énergie et la remettre et l'emmagasiner encore, etc. Ceci éviterait de transporter sur les longues distances les courants correspondant à l'énergie réactive. Cela minimiserait les chutes de tension le long de la ligne (loi d'Ohm) ainsi que les pertes joules. En somme, cela améliorerait la régulation de tension qui est un problème majeur des longues lignes et un facteur primordial de stabilité.

Ceci nous amène à parler du condensateur à titre d'élément de circuit électrique qui répond précisément à ce besoin de favoriser localement les échanges d'énergie réactive pour minimiser les valeurs de courant sur la ligne et partant, les écarts de tension, ou si l'on préfère, pour maintenir la tension plus constante. Le condensateur est un dispositif réactif tout comme l'inductance, en ce sens qu'il ne consomme pas d'énergie active mais échange plusieurs fois par seconde avec le réseau une énergie qui lui est requise pour créer et détruire alternativement son champ électrique (par comparaison avec le champ magnétique de l'inductance). La caractéristique intéressante est que le condensateur et l'inductance sont déphasés de 180 degrés : lorsque l'inductance requiert de l'énergie du réseau, le condensateur restitue à ce dernier l'énergie emmagasinée une fraction de seconde auparavant, et vice-versa. Le condensateur est donc un réservoir ou une source de vars pour l'inductance. C'est la convention adoptée que de considérer l'inductance comme «consommatrice» de vars et le condensateur comme un «fournisseur» de vars. On pourrait aussi voir le condensateur comme une inductance négative. En fait, on dira plus précisément que l'inductance (moteur, transformateur...) est une réactance positive et le condensateur, une réactance négative. Le terme réactance tient compte de la nature réactive de ces deux éléments et, en plus, il tient compte de la fréquence du réseau (ou la fréquence des échanges d'énergie) pour la mesure des courants et des énergies en cause.

Dans de petites et moyennes installations, on utilisera des condensateurs pour améliorer le facteur de puissance, ce qui correspond exactement à ce que l'on vient d'expliquer, à savoir de compenser la charge inductive par une charge capacitive afin que l'installation globale soit plus semblable à une charge résistive pure, sans composante réactive. Ceci est fait dans un but économique : les courants seront moindres, les fils d'alimentation pourraient être plus petits, les dimensions et le coût de l'entrée électrique plus faibles et, habituellement, les taux chargés par Hydro-Québec, plus faibles aussi, donc plus intéressants pour le client.

Pour les réseaux d'énergie, on est préoccupé par le contrôle de la tension lors de phénomènes transitoires rapides et à cette fin, des compensateurs de deux types ont été développés.

Les compensateurs synchrones sont essentiellement de gros moteurs qui, en régime de surexcitation, se comportent comme de gros condensateurs. La surexcitation consiste à magnétiser fortement le rotor de la machine en injectant un courant continu dans son circuit d'excitation. En sous-excitation, le compensateur se comporte comme une inductance. On peut donc commander ces appareils sur une plage importante de fonctionnement réactif.

Les compensateurs statiques sont une génération plus récente d'appareils, qui, à toutes fins utiles, ont les mêmes applications que les compensateurs synchrones. Ils ont été conçus en profitant des derniers développements de l'électronique de puissance. Le temps de conduction et l'instant d'allumage des dispositifs électroniques pour produire (condensateur) ou absorber (inductance) de la puissance réactive (vars) sont alors contrôlés. La supériorité de ces derniers sur les premiers est qu'ils répondent plus rapidement et demandent moins d'entretien.

Pour résumer, les compensateurs sont des appareils du réseau haute tension qui ont pour fonction de maintenir la tension stable, lors de transitoires rapides, à l'endroit où ils sont installés. Ils injectent ou absorbent des vars selon que la tension doit être haussée ou baissée. Ils ont un temps de réponse très rapide, ce qui leur permet d'atténuer considérablement les surtensions transitoires qui peuvent apparaître suite à des manoeuvres sur le réseau ou à des événements fortuits comme la foudre ou des problèmes au niveau de l'équipement. Ils contribuent donc de façon importante à la stabilité du réseau.

Les inductances «shunt» sont une autre famille d'appareils qui servent à maintenir la tension d'opération. Les inductances sont reliées ou déconnectées du réseau par l'exploitant, selon les variations de charge sur une ligne tout au long de la journée. Il ne s'agit pas ici de commande automatique à réponse rapide comme dans le cas précédent.

Le principe retenu par l'exploitant est à l'effet de ne pas retirer une ligne du réseau, même si sa charge est faible et pourrait être transférée sur une autre ligne. Pour des raisons de fiabilité et de stabilité en cas d'imprévu, il est important de conserver la disponibilité du plus grand nombre de lignes possibles. Cependant, si une ligne est peu chargée (charge client), la tension en bout de ligne aura tendance à être trop élevée. La façon de ramener la tension à une valeur plus basse est de la «charger» avec des réactances inductives. En d'autres mots, une charge est ajoutée, dont la consommation en énergie active (i.e.

coûteuse) est théoriquement nulle. En résumé, l'exploitant ajoutera des réactances «shunt» sur le réseau aux heures de faible charge et les retirera en période de forte charge. Dans ce dernier cas, si cela s'avère nécessaire, il ajoutera même des bancs de condensateurs à certains endroits. Toutes les lignes disponibles demeurent ainsi en service pour une plus grande fiabilité.

Afin de compléter ce bref survol, mentionnons que le réseau comporte aussi certains transformateurs qui peuvent changer sous charge leur rapport de transformation. Cela signifie qu'ils peuvent modifier de quelque pourcentage leur propre tension de sortie à l'aide de changeurs de prises automatiques. C'est une contribution supplémentaire à la régulation de tension et à la stabilité du réseau.

Sujet n° 2- Évaluer les effets du programme actuel d'amélioration du réseau d'Hydro-Québec sur la fiabilité de la réalimentation de la centrale Gentilly 2

Le programme d'amélioration dont il est question ici est l'ajout de compensation série sur les lignes du réseau de transport à haute tension.

Il s'agit d'une technique connue depuis longtemps sur le plan théorique, mais qui n'a été envisagée que récemment suite aux développements technologiques concernant les résistances non linéaires à l'oxyde de zinc. Les installations prévues sont essentiellement des condensateurs installés en série sur les lignes de transport. Comme ces condensateurs risquent d'être endommagés ou détruits lors de défauts, tels des courts-circuits, les résistances non linéaires ont pour fonction de les protéger.

Rappelons ici que les lignes de transport d'énergie ont une composante inductive, comme tout conducteur d'ailleurs. La longueur des lignes dont nous parlons ici est importante, plus de 1 000 kilomètres dans certains cas. Les condensateurs séries compensent pour une partie de l'inductance de la ligne (nous avons vu que les condensateurs sont des réactances négatives), ce qui fait que celle-ci se comporte désormais du point de vue électrique comme une ligne plus courte, donc moins génératrice de variations de tension face aux variations de charge. D'autre part, le fait que les condensateurs sont en série est très important en ce sens qu'ils portent le même courant que la ligne ; ils produisent donc un effet qui est proportionnel au courant, i.e. proportionnel en tout temps au problème que l'on veut minimiser, la variation de tension.

Il y a un second aspect très important à considérer avec la compensation série. En simplifiant quelque peu, on dira que la puissance que peut transporter une ligne électrique est proportionnelle au carré de la tension d'exploitation (c'est pourquoi on opte pour des tensions aussi élevées) et inversement proportionnelle à la réactance de la ligne. Une réactance plus faible, parce que compensée en partie par des condensateurs, permet de transiter plus d'énergie sur la ligne. Ce concept est fondamental du point de vue stabilité. Sauf pour une exception sur un tronçon de ligne portant l'énergie de Churchill Falls, le but de la compensation série n'est pas de transporter plus d'énergie qu'actuellement sur les lignes à 735 kV, mais de donner une marge de sécurité supplémentaire en cas de perturbations sur le réseau. Chaque ligne compensée pourra, en cas d'urgence, transporter temporairement

beaucoup plus qu'elle ne transporte en temps normal. C'est fondamentalement à ce niveau qu'il y a un gain très important de stabilité.

Pourquoi alors ne pas compenser les lignes à 100 % ? Il y a une réponse très simple. Les courants de court-circuits, en cas de défauts, deviendraient excessifs et dépasseraient la capacité d'extinction des disjoncteurs modernes. Déjà, le programme d'ajout de la compensation série prévoit le remplacement de disjoncteurs ainsi que des appareils de protection.

On se demande s'il y aura des retombées positives sur la centrale Gentilly 2. Nous pouvons affirmer que le réseau amélioré sera beaucoup plus stable, c'est-à-dire qu'il devrait résister à la plupart des perturbations. On prévoit que les pannes générales seront rares. Il y aura cependant toujours des pannes localisées dont on évalue la durée totale cumulative à 24 heures en 10 ans en moyenne pour un client donné; ces chiffres sont un objectif généralement reconnu dans tout le monde industrialisé. Ce qui est difficile, c'est de justifier que l'ensemble des actions prises pour atteindre cet objectif correspondent justement à la valeur recherchée.

La lecture des documents fournis nous confirme que la problématique de Gentilly 2 est particulière. Il est bien connu que les turbo-alternateurs sont plus sensibles aux variations de fréquence que les machines hydrauliques. Il n'y a pas de raison pour que les événements perturbateurs de fréquence soient moins nombreux sur le réseau simplement à cause de l'ajout de la compensation série. Ils pourraient être moins nombreux si les programmes d'amélioration de fiabilité des appareils et, à un moindre degré, les programmes de formation du personnel donnent les résultats escomptés. Nous croyons que le gain de stabilité du réseau se traduira, lors d'événements importants, par une récupération du réseau, sans panne générale dans la plupart des cas et, pour les événements de moindre gravité, par un rétablissement plus rapide des conditions normales. Quant aux écarts de fréquence, ils risquent d'être tout aussi graves, même s'ils devraient être un peu moins nombreux. On sait que ces problèmes sont surtout causés par la perte soudaine de génération produisant une baisse de fréquence. Plus rarement, il y aura perte de charge causant une surfréquence. En conclusion, la centrale Gentilly 2 devrait donc être légèrement moins perturbée qu'elle ne l'est actuellement.

Le libellé du sujet dont nous traitons ici parle de «fiabilité de réalimentation de la centrale Gentilly 2». Nous comprenons que si à la suite d'un décrochage de Gentilly 2 pour raison de variations de fréquence le réseau devient disponible en deçà de 30 minutes, la centrale G-2 sera réalimentée par le réseau pour ce qui concerne ses

services auxiliaires. Elle pourra par la suite être synchronisée de nouveau au réseau lorsque celui-ci ne sera plus perturbé. Dans le cas de panne générale, la problématique est tout autre et la disponibilité du réseau est très improbable en dedans de 30 minutes.

En conclusion, la compensation série améliore sensiblement la fiabilité de réalimentation de la centrale par le réseau puisque le taux de panne générale sera beaucoup plus faible. De plus, les perturbations de fréquence, même si elles devaient être aussi graves, risquent d'être moins nombreuses et de durée plus courte. Nous traiterons plus loin de la question d'alimentation des services auxiliaires de G2 (voir sujet 5).

Sujet n° 3- Évaluer le degré de fiabilité actuelle de cette réalimentation et de la fiabilité prévisible en tenant compte seulement des travaux en cours

Tel que libellé, le sujet n° 3 posait un problème d'interprétation. Nous avons demandé à la commission, en date du 30 juillet dernier, de préciser le sujet.

La première question qui se pose est la suivante : pourquoi, à l'origine de la centrale Gentilly 2, la fiabilité de réalimentation des auxiliaires était-elle acceptable et qu'elle ne l'est plus aujourd'hui? Le document n° 48 «Autorisation par la CCEA de la Centrale de Bécancour» fait état d'échanges entre Hydro-Québec et la Commission de contrôle justement sur les actions à prendre pour améliorer la fiabilité de réalimentation de G-2.

La seconde question est de savoir si les actions prises ou prévues par Hydro-Québec permettront d'atteindre la fiabilité désirée.

Au début de son existence, dans les années 60, le réseau 735 kV a connu un certain nombre de pannes attribuables à des problèmes de «jeunesse». La situation s'est améliorée par la suite, mais durant la période de 1985 à 1989, il y a eu au moins 9 pannes majeures. Trois ont été initiées par des intempéries, une par un séisme, une par défaillance d'équipement, une par fonctionnement intempestif d'un automatisme et deux à la suite d'une intervention humaine. Celle de mars 89 fut initiée par un orage magnétique. C'en était trop et cela a déclenché de vives réactions chez Hydro-Québec même, au Gouvernement, chez les clients potentiels outre frontière, dans le public en général et, semble-t-il, à la Commission de contrôle de l'énergie atomique.

Suite aux événements cités ci-haut, il est devenu indispensable, voire urgent, pour Hydro-Québec de procéder à des améliorations importantes sur son réseau afin d'en garantir une meilleure stabilité et partant, une meilleure fiabilité. D'autre part, les réseaux voisins avec qui H.Q. prévoit amplifier des échanges d'énergie ont des exigences précises sur la fiabilité des réseaux auxquels ils sont interconnectés. Le Northeast Power Coordinating Council (NPCC) regroupe plusieurs compagnies d'électricité dont Hydro-Québec et plusieurs compagnies américaines du Nord-Est des États-Unis. Il établit les critères de fonctionnement et de conception du réseau de ses membres en ce qui concerne les questions de fiabilité et de stabilité des interconnexions entre les divers réseaux.

L'implantation de la compensation série sur le réseau H.Q. est née de cette volonté de rencontrer les critères du NPCC. Mais ce n'est pas là le seul programme instauré. La politique d'entretien du matériel est changée et un plan d'entretien préventif a été adopté, qui fait appel à de la haute technologie afin de détecter dans les appareils et équipements du réseau tout indice précurseur d'un problème imminent. Le Centre de recherches, autrefois appelé IREQ, est mis à contribution pour développer les mécanismes de surveillance et de diagnostic requis. Le parc d'appareils et de pièces de rechange en cas d'urgence a ainsi été augmenté. Aussi, mais ceci est moins publicisé, une politique de gestion technologique plus rigoureuse a été développée ; des budgets importants sont réservés pour la formation à tous les niveaux afin de rencontrer ce dernier objectif.

Nous sommes d'avis que l'amélioration de la fiabilité de réalimentation de G-2 entre dans cette foulée. La fiabilité de tout le réseau a été remise en question et les moyens pour l'améliorer sont très importants. À la lecture des documents mis à notre disposition, il est évident que le premier critère retenu dans le choix parmi les solutions possibles est la fiabilité du système. Les solutions impliquant les centrales Beaumont, la Cité et La Gabelle ont été écartées. La solution retenue implique des équipements au SF6 ainsi que des câbles sous-terrains, solutions coûteuses mais qui offrent le plus de fiabilité. La proximité des centrales Bécancour et Gentilly 2 est un autre indice qu'on opte avant tout pour les solutions techniques les plus fiables.

Nous ne croyons pas de notre compétence de donner des valeurs quantitatives aux divers niveaux de fiabilité des différentes solutions proposées. Nous n'avons ni le temps, ni la documentation, ni l'expérience pour ce faire. Qu'il suffise de dire que nous croyons que le projet de la centrale Bécancour, son emplacement et ses principales caractéristiques techniques convergent vers un choix de fiabilité maximale pour la réalimentation des services auxiliaires de Gentilly 2. Il ne nous appartient pas de porter jugement sur le bien-fondé d'un tel choix. Cependant, nous comprenons facilement que le premier critère retenu soit la fiabilité des systèmes lorsqu'il s'agit du domaine nucléaire.

Sujet n° 4- Analyser quantitativement les prévisions sur la réserve d'Hydro-Québec en se référant à la fois à la puissance considérée et à la composition de cette réserve

Le rapport d'avant-projet de la Centrale Bécancour, volume 1, daté de janvier 1991, donne en page 12 un tableau sur le «bilan de puissance du scénario moyen de la proposition du plan de développement d'H.Q. 1990-92, horizon 1999».

La ligne 2 du tableau indique la réserve tournante requise pour les années 1990 à 1997. Une fois établis pour une année donnée tous les besoins en période de pointe tenant compte des programmes d'économie d'énergie, de puissance interruptible etc., une marge de sécurité appelée réserve est définie, pour faire le bilan des énergies requises et celles disponibles. Un bilan négatif justifie la construction de nouvelles sources ou l'achat d'énergie de réseaux voisins.

Cette réserve est calculée à partir des critères suivants :

- Actuellement, la plus grosse pièce d'équipement qui peut tomber en panne (la plus grosse contingence) est un transformateur de 1 000 MW. Vers 1993, cette valeur sera augmentée à 1 200 ou 1 300 MW après la mise en service de la ligne La Forge. La réserve doit en tout temps comprendre cette valeur.
- Hydro-Québec prévoit une marge de sécurité additionnelle entre 4 % et 6 % de la puissance totale installée pour tenir compte des appareils non disponibles lors d'une contingence. Il s'agit d'appareils ou d'équipements en panne. Le 4 % s'applique aux appareils rodés et le 6 %, aux nouveaux appareils en rodage, i.e. de moins de 3 années de service.
- Les appareils sous entretien sont également considérés. Durant les mois d'hiver, les programmes d'entretien sont limités au strict minimum et aux urgences. Selon les mois, on évalue de 0,5 % à près de 3 % la puissance non disponible à ce chapitre.

- Une autre marge de sécurité est introduite pour tenir compte des erreurs dans les prévisions. S'il devait faire plus froid que prévu, quelque 300 MW supplémentaires sont prévus pour chaque degré centigrade de baisse de température.
- Un dernier facteur considéré dans le calcul de la réserve requise, c'est le partage d'une certaine réserve avec les réseaux voisins. Il est peu probable en effet que tous les réseaux aient des problèmes majeurs en même temps. La réserve des réseaux interconnectés sert donc de ressource en cas d'urgence, différant ainsi ses propres programmes de construction de centrales. Cette réserve est de l'ordre de 1 225 MW.

Tout ce qui précède ne sont que des critères ou des valeurs numériques basées sur l'expérience de l'exploitant et qu'on pourrait difficilement mettre en doute. La réserve pour 1991 a été révisée à la hausse suite à une réévaluation des valeurs utilisées pour 1990. De même, on remarque une augmentation importante de la réserve en 1994 comparativement à 1993. C'est l'implantation de la compensation série qui risque alors de causer certains problèmes de «jeunesse» lors de sa mise en service, où une réserve accrue est prévue.

Nous avons sur ce sujet de la réserve tournante quelques remarques à formuler. D'ici 1994, elle sera augmentée annuellement d'environ 12,4 % pour atteindre environ 15,4 % et diminuer légèrement à 14 % par la suite. Ces valeurs sont nettement inférieures à ce qu'on retrouve dans les réseaux à forte composante thermique. Il est tout à fait normal d'avoir pour le Québec des valeurs de l'ordre de 12 % à 15 % . Personne ne contestera la nécessité absolue d'avoir en tout temps une certaine quantité de réserve de puissance rapidement disponible. C'est le quantum qu'il est difficile d'établir de façon exacte, puisqu'il est basé sur des statistiques de fiabilité d'équipement, sur des probabilités de charges qui dépendent en partie du climat, etc. L'expérience a montré que l'on a surestimé dans le passé la stabilité du réseau et la fiabilité de ses composantes.

Une fois que le planificateur s'est donné des critères basés sur des faits, des statistiques, des données contractuelles, etc., la mathématique qui en découle est fort simple et les conclusions évidentes. Le véritable problème qui se pose est de savoir si on désire avoir un réseau suffisamment fiable pour que, théoriquement, il ne subisse, à toutes fins utiles, plus de panne générale. Encore une fois, H.Q. n'a pas d'autre choix que d'accepter un réseau qui subira toujours des pannes partielles, mais elle les veut les plus circonscrites, les plus courtes et les moins

fréquentes possible. La période sombre des années 80, comme nous l'expliquons plus haut, a produit un changement politique à Hydro-Québec et au niveau gouvernemental, avec l'objectif d'une fiabilité comparable aux autres réseaux d'Amérique du Nord. Le sujet dont nous discutons ici, la réserve de puissance, cadre tout à fait dans cette nouvelle vision. Tout changement au niveau des critères, des pourcentages, des dates de mise en chantier... devient une décision politique.

Sujet n° 5- Analyser brièvement les mesures spécifiques entreprises par Hydro-Québec pour améliorer la fiabilité de la réalimentation des services auxiliaires de Gentilly 2

Nous croyons avoir couvert partiellement ce sujet au n° 3. Nous traiterons donc ici de façon plus globale de la réalimentation des services auxiliaires de G-2. Il nous apparaît essentiel de bien situer ce problème de réalimentation dans son contexte.

Voyons les scénarios possibles.

1^{er} scénario — La centrale G-2 est décrochée du réseau à cause de fluctuations importantes de fréquence. Ces fluctuations viennent habituellement d'une perte d'alimentation sur le réseau causant une surcharge des machines restantes, un ralentissement de ces machines et, partant, une diminution de fréquence. L'îlotage qui prévoit l'autoalimentation par la centrale de ses services auxiliaires réussit. Tout se passe comme planifié par le concepteur, le réacteur nucléaire continue de fonctionner, bien qu'à puissance réduite, et G-2 attend que le réseau soit de nouveau disponible s'il était tombé, et stabilisé afin de s'y synchroniser.

2^e scénario — La centrale est décrochée du réseau pour les mêmes raisons d'instabilité de fréquence, mais l'îlotage ne réussit pas. Lors de perte de la centrale G-2, on nous informe que l'îlotage ne fonctionne qu'environ une fois sur deux ou sur trois. C'est une opération complexe et les ratés sont fréquents. Selon les termes utilisés dans le milieu, on dit qu'il y a perte de l'alimentation de catégorie 4 et on passe automatiquement à l'alimentation des services auxiliaires par diesels (catégorie 3), et il y a arrêt automatique du réacteur nucléaire. Cela se produit toujours ainsi, que le réseau demeure disponible ou non. S'il était demeuré disponible, une réalimentation par ce dernier serait alors possible en moins de 25 ou 30 minutes, mais l'expérience montre que presque toujours, lors de variations de fréquence assez graves pour couper G-2, le réseau devient non disponible. Ceci ne veut pas dire qu'il y a panne générale dans la province, mais seulement que le poste de transformation à G-2 n'est plus sous tension suite à une panne locale qui peut être plus ou moins étendue et plus ou moins longue, selon les cas. Après 25 ou 30 minutes d'arrêt du réacteur, ce dernier est «empoisonné» et rendu non disponible pour les prochaines 36 heures.

3^e scénario — La centrale est décrochée, l'îlotage ne réussit pas, le réacteur est arrêté et la source de diesels prend la relève pour les services auxiliaires. Le réseau, ou plus probablement une autre source de catégorie 4 est disponible et est utilisée pour les auxiliaires avant l'empoisonnement du réacteur, c'est-à-dire en moins de 30 minutes. Le réacteur nucléaire peut donc être redémarré et l'alternateur de G-2 sera éventuellement relié (synchronisé) de nouveau au réseau en temps opportun.

Il a été mentionné que, lors d'un décrochage de G-2 par variation de fréquence, les probabilités sont que le réseau n'est plus disponible à l'emplacement même de la centrale. Il y a de fortes chances qu'il ne soit pas en deçà de 30 minutes (on parle plutôt de 23 à 25 minutes). C'est pourquoi Hydro-Québec doit dédier une centrale à la réalimentation des services de G-2 pour éviter une perte de production de 36 heures pour raison d'empoisonnement du réacteur.

Encore une fois, toute la question est de savoir quel est le niveau de fiabilité désiré pour la réalimentation de G-2. Nous l'avons mentionné ailleurs dans ce rapport, à la lecture de la documentation fournie, il nous apparaît que les décisions retenues sont dictées par la recherche d'une fiabilité optimale pour la réalimentation de G-2.

Les mesures prises à cette fin par Hydro-Québec sont de deux ordres. Premièrement, les faiblesses du réseau sont corrigées par des actions comme la compensation série, l'entretien préventif, la formation du personnel, etc. D'autre part, il faut être bien conscient que cela réussira tout au mieux à diminuer la fréquence et l'importance des perturbations et des pannes sur le réseau. Il y en aura toujours. Avec le projet de la centrale Bécancour, cela donne donc une source de catégorie 4 dont la fiabilité est maximale, surtout à cause de sa proximité, mais aussi à cause de la conception. Le projet prévoit en effet quatre machines dont la puissance de chacune peut suffire à alimenter les services de G-2. Nous n'avons pas comme mandat de porter un jugement sur le haut degré de fiabilité recherché.

Sujet n° 6- Expliquer s'il y a une problématique particulière dans la région de Bécancour, soit dans le déclenchement de pannes, soit dans la reconstitution du réseau

Ce sujet a plusieurs facettes et nous avons décidé de l'aborder sous forme de questions-réponses.

Q- Quelles sont les avantages et inconvénients pour Hydro-Québec d'avoir une importante charge industrielle dans la région de Bécancour?

R- En fait, il serait préférable que les grandes charges industrielles soient près des grandes sources très stables (hydrauliques) comme Beauharnois, la région de Sept-Îles, Shawinigan... Le coût associé au transport de l'énergie serait moindre. La stabilité de l'ensemble du réseau s'en trouverait améliorée. Il est clair que d'autres critères que ceux reliés à l'alimentation électrique ont présidé au choix de cet emplacement pour les alumineries et les autres industries importantes. La proximité du fleuve, le dynamisme des promoteurs locaux, les raisons politiques sont fort probablement les véritables raisons de ce choix.

La nature des charges, mais non leur emplacement à Bécancour, présente un avantage pour Hydro-Québec. Il s'agit, dans le cas des alumineries, d'importantes charges qui fonctionnent 24 heures par jour et qui sont un facteur de stabilité du réseau. En ce qui concerne la centrale Gentilly 2, nous ne voyons aucun avantage à la proximité de ces industries. Elles ne peuvent servir de charge externes pour aider l'îlotage de G-2 qui n'a pas été conçu ainsi. D'autre part, G-2 ne pourrait réalimenter ces industries en priorité à la suite d'une panne. On sait que Gentilly 2 est la dernière centrale remise en service lorsque tout le reste du réseau a été stabilisé.

Q- Y a-t-il des avantages pour les industries, sur le plan alimentation électrique, de s'installer dans cette région?

R- Certainement. Les alumineries ont une haute priorité de réalimentation par Hydro-Québec. Les fours coupés de leur alimentation se refroidissent rapidement et risquent de «geler» dans les creusets. Ceci cause une perte de production pour de longues périodes. Il faut donc qu'elles

soient réalimentées dans les meilleurs délais. La fiabilité de réseau requise par ce type d'industrie est meilleure que la norme générale citée plus haut de 24 heures cumulatives de pannes en 10 ans. Nous ne saurions préciser exactement la fiabilité recherchée. Nous ne saurions non plus préciser les délais acceptables pour la réalimentation, ni les pénalités encourues par Hydro-Québec en cas de dommage.

Ce qui est important de retenir est que l'ancien réseau de la Shawinigan est reconnu pour sa plus grande fiabilité que le grand réseau à 735 kV. Ce sont les statistiques qui le disent et cela ne peut être contesté. Donc, les industries à haute priorité de réalimentation ont des avantages à être à proximité du réseau de la Mauricie. Par contre, Beauharnois, et elle n'est pas la seule, offre aussi des avantages semblables à cause de la proximité de la centrale hydraulique du même nom.

Q- Y a-t-il une relation quelconque entre le projet Bécancour (TAG) et ce qu'on vient de décrire?

R- Le sens de la question est de savoir si le choix du site prévu pour la centrale TAG a une relation quelconque avec la priorité d'alimentation de certaines industries du parc Bécancour. Oui, il y a des avantages autant pour Hydro-Québec que pour ces industries. Nous verrons un peu plus loin (sujet 7) qu'une centrale du réseau de la Mauricie dédiée à la réalimentation des services auxiliaires de G-2 implique qu'une partie du réseau (lignes en plus de la centrale dédiée) se trouve par le fait même dédiée à G-2 en cas d'urgence. Ceci complique et retarde la remise en service du réseau Mauricie, suite à une panne. Le projet TAG a deux objectifs dont l'un est celui de réalimenter G-2. La conséquence heureuse, autant pour Hydro-Québec que pour les industries, est de «libérer» en quelque sorte le réseau Mauricie de cette fonction. Ce dernier sera plus rapidement remis en service et disponible pour les industries à haute priorité.

Certains documents consultés mentionnent que la centrale TAG pourrait éventuellement alimenter certains services auxiliaires d'industries locales. Cela est logique et nous ne voyons pas pourquoi des contrats de services ne seraient pas signés en ce sens dans le futur.

Pour terminer sur ce sujet, on peut rappeler que les industries qui fonctionnent en continu, 24 heures par jour, sont un élément de stabilité. Ce sont elles-mêmes des charges stables qui ne causent pas de problèmes particuliers. Au contraire, il peut arriver que certains procédés industriels utilisant de la haute technologie (robots, ordinateurs) soient perturbés par les manoeuvres effectuées par Hydro-Québec sur son réseau. Ajoutons enfin que lors du rétablissement du réseau, suite à une panne générale, les manoeuvres sont facilitées si des charges importantes sont d'abord reliées au réseau en voie d'être reconstitué. Plus le réseau est chargé, plus il est stable lorsqu'on y ajoute des charges supplémentaires.

Sujet n° 7- Donner la problématique concernant les scénarios étudiés à l'effet de dédier une centrale comme Beaumont ou La Gabelle à la réalimentation des services auxiliaires de G2

Ce sujet nous a été communiqué par la commission en date du 5 août 1991.

Une centrale dédiée (Beaumont par exemple) à la réalimentation des services auxiliaires de G-2 doit, par définition, remplir en toute première priorité la fonction qui lui est assignée, suite à une panne générale.

Voyons comment on rétablit le réseau québécois suite à une panne générale. Le réseau total d'Hydro-Québec est reconstitué ou remis en service en deux parties indépendantes. Le grand réseau La Grande, Manic, Churchill Falls forme une de ces parties. Simultanément, le réseau autrefois appelé Shawinigan est remis en service. Quand les deux «sous-réseaux» sont rétablis, ils sont synchronisés l'un à l'autre. Il est possible, dans certains cas, que le réseau de la Mauricie ne puisse alimenter toutes ses charges de façon autonome et qu'il compte sur le reste du réseau pour achever la remise en service.

Pour les fins de compréhension de ce rapport, il peut être utile de préciser que synchroniser un sous-réseau, une centrale ou un alternateur à un réseau consiste à le relier électriquement audit réseau selon une manoeuvre qui vérifie au préalable la compatibilité de la tension, de la fréquence et de la phase (angle de 0 à 360 degrés à l'intérieur d'un cycle de tension) de chacune des deux parties à relier ensemble.

On sait que lors d'une panne générale, presque tous les appareils qui ont pour fonction un déclenchement, une coupure, sont sollicités. La plupart des mécanismes de protection sont aussi mis à contribution. Comme ce sont là des appareils et mécanismes qui sont inactifs quand tout va bien, on ne peut détecter de façon absolument certaine s'ils sont fonctionnels. Donc, il est fréquent que quelques-uns de ces appareils ou mécanismes montrent une défaillance lors de pannes. La remise en service d'un réseau est toujours accompagnée de surprises, de redéclenchements, de retards, de bris d'appareils, etc. En d'autres mots, la reconstitution d'un réseau ou d'une partie de réseau comme celle de la Mauricie ou de toute autre région se fait avec un certain degré d'incertitude.

Si on revient à l'hypothèse voulant qu'une centrale du réseau Shawinigan soit réservée à l'alimentation de Gentilly 2, disons Beaumont par exemple, cette centrale sera remise en fonctionnement en toute première priorité et son énergie sera acheminée vers G-2 via les lignes disponibles. Par la suite, le reste du réseau de la Mauricie sera reconstituée. Il existe certains risques pour que les lignes qui alimentent G-2 soient perturbées par la remise en service du reste du réseau. On comprendra facilement que la proximité de la centrale réservée et de G-2 minimise ces problèmes. Moins il y a d'appareillage entre les deux centrales, moins il y a de risque de défaillance.

Un autre facteur d'ordre administratif celui-là a été mentionné à l'appui du projet de la centrale Bécancour, mais il nous paraît avoir une importance moindre dans le cadre de ce rapport. À la lecture des documents fournis, nous avons compris que tout autre scénario que celui retenu faisait appel à des tiers, responsables de tel poste de transformation, de telle centrale... alors que la centrale Bécancour se trouverait sous la juridiction de G-2 elle-même.

Afin de compléter notre descripton de la remise en service du réseau, ajoutons que ce n'est qu'une fois que ce dernier est totalement reconstitué et stabilisé que pourra être synchronisée en toute sécurité la centrale Gentilly 2 pour sa remise en service.

* * * * *

Conclusions

Nous espérons avoir répondu aux attentes des commissaires par nos commentaires sur les sujets présentés. Notre perception du mandat était à l'effet de traiter de certains thèmes à fort contenu technique, dans un langage simple et dans le but de les situer dans un contexte bien particulier qui est celui du réseau d'Hydro-Québec.

Les questions de stabilité et de fiabilité de réseau sont au centre de la problématique en ce qui touche la centrale nucléaire de Gentilly 2, ainsi que la réalimentation de ses services auxiliaires. Les solutions envisagées par Hydro-Québec pour améliorer la qualité de son réseau ont aussi fait l'objet d'un traitement assez élaboré. Trois autres sujets ont été traités, soit la réserve de puissance tournante, la problématique reliée à la région géographique de Bécancour et la question de centrale réservée.

Le lecteur trouvera peut-être le contenu de certaines pages un peu trop technique. Le domaine des grands réseaux électriques est fondamentalement un sujet technique mais nous avons tenté, dans la mesure du possible, de présenter ces concepts de façon descriptive et accessible, sans tomber dans une vulgarisation à outrance.

Il est inévitable que des opinions personnelles soient perceptibles, quand elles ne sont pas carrément exprimées, dans un texte comme celui qui précède. En aucun cas, nous n'avons voulu nous substituer aux commissaires. Les opinions exprimées par l'auteur sont entièrement basées sur des considérations d'ordre technique et doivent être prises comme telles.

ANNEXE

LISTE DES DOCUMENTS FOURNIS

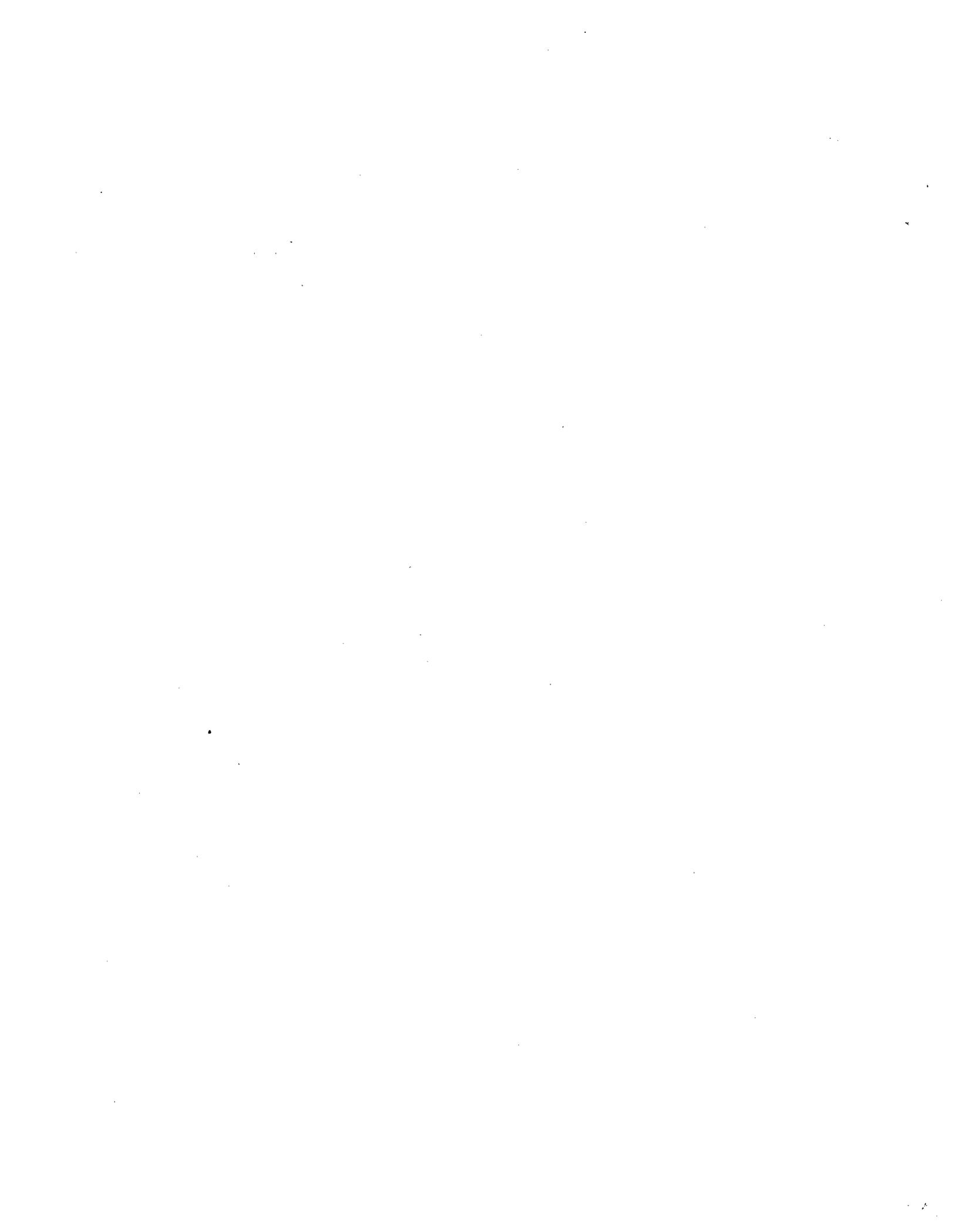
1. Volume 1 du Rapport d'avant-projet d'Hydro-Québec. (A1)
2. Proposition de plan de développement 1990-1992, horizon 1999. (A6)
3. Croissance de la demande 1990-1999. (A14)
4. Plan 1990-1992 et résultats pour l'année 1990. (A15)
5. Fiabilité de la réalimentation des auxiliaires de G-2 par la centrale de Bécancour. (A16)
6. Electrical Power Systems. (A18)
7. Pannes ou fluctuations de fréquences sur le réseau provincial ayant sollicité un îlotage de la centrale G-2. (A27)
8. Autorisation par la CCEA de la centrale de Bécancour. (A48)
9. Bilan de puissance du scénario moyen de la Proposition du plan de développement. (A52)
10. Extension du tableau 2, page 13 du volume 1, du Rapport d'avant-projet. (A53)
11. Étude de faisabilité, asservissement de la centrale La Gabelle à la réalimentation des services auxiliaires de G-2. (A57)
12. Mémoire du MIREQ.
13. Extraits des réponses aux questions du Mouvement au Courant. (A60)
14. Extraits des réponses aux questions de STOP. (A61)
15. Extraits des réponses aux questions du MIREQ. (A62)

16. Extraits des réponses aux questions additionnelles de la commission, le 25 juin 1991. (A67)
17. Extrait des transcriptions des séances des 23 et 24 mai 1991, volumes 5, 6, 7 et 8.
18. Amélioration de la fiabilité du réseau de transport. (A26)
19. Critères et pratiques de conception du réseau de transport d'Hydro-Québec. (A69)
20. Extraits d'un document de la CCEA, no 66RS-10, «Systems Description».

*** ** ** ** **

ANNEXE **8**

Perte de refroidissement
du combustible



PERTE DE REFROIDISSEMENT DU COMBUSTIBLE

Pour justifier la très forte fiabilité retenue pour la réalimentation des services auxiliaires de Gentilly 2, Hydro-Québec a voulu rendre le pire accident imaginable dans ce contexte — la perte de toutes les sources d'alimentation électrique — tout-à-fait improbable. Pour cela elle a utilisé un modèle simple qui évite de faire appel aux techniques modernes des arbres de défaillance et des analyses des conséquences.

Dans ce modèle, la situation à éviter est la perte totale de refroidissement du combustible. Pour qu'un tel événement soit jugé «non-crédible», c'est-à-dire pratiquement impossible, il est convenu que sa probabilité d'occurrence ne doit pas dépasser 10^{-7} par année, c'est-à-dire une fois en 10 millions d'années (document A60, p. 35). Maintenant, pour qu'un tel événement puisse quand même se produire, il faut qu'il y ait perte d'alimentation, qu'il n'y ait pas de réalimentation après 30 minutes, que les sources d'alimentation de catégorie III ne soient pas disponibles et que les sources de catégorie 0 ne le soient pas non plus.

Pour calculer la fréquence hypothétique de ce «scénario», on aurait :

$$\lambda_c = \lambda_{IV} \times P_{30} \times I_{III} \times I_0 \quad (1)$$

- où λ_c = fréquence de la perte totale de refroidissement du combustible
 λ_{IV} = fréquence de la perte totale des sources d'alimentation de catégorie IV
 P_{30} = probabilité pour que la panne dure plus que 30 minutes
 I_{III} = indisponibilité des sources de catégorie III, c'est-à-dire la probabilité de non fonctionnement de ces sources en cas de besoin
 I_0 = indisponibilité des sources de catégorie 0

Il faut noter tout de suite que ce scénario est extrêmement pessimiste. D'une part, il ne tient pas compte de l'évolution future de la situation. En effet et tel qu'indiqué à la section 4.2.1, l'enceinte du réacteur peut garder tout rejet de substances radioactives pendant assez longtemps (des heures ou même des jours) pour que l'on puisse rétablir à temps au moins une source d'alimentation. D'autre part, il ne tient pas compte de la possibilité que l'opérateur puisse rétablir, au moins partiellement, les sources

d'alimentation de catégorie III, en dedans de 30 minutes, avec une probabilité très élevée, estimée à 0,99 (document A71, p. 5-22).

Selon le document A67 (page 24), il avait été estimé, en 1982, que les grandeurs précédentes prenaient les valeurs suivantes :

$$\lambda_{IV} = 0,14/a; P_{30} = 0,12; I_{III} = 2,55 \times 10^{-4} \text{ et } I_0 = 10^{-2}$$

Avec ces valeurs, on obtient $\lambda_c = 3,83 \times 10^{-8}/a$. D'après Hydro-Québec, un calcul plus précis aurait donné $\lambda_c = 1,8 \times 10^{-7}/a$, inférieur à l'objectif visé, mais jugé acceptable par la CCEA.

Lors de la révision du rapport de sûreté (document A71), Hydro-Québec a utilisé des estimés plus réalistes :

$$\lambda_{IV} = 0,27/a; P_{30} = 0,41; I_{III} = 2,5 \times 10^{-3} \text{ et } I_0 = 10^{-2}$$

Avec ces nouvelles valeurs, on obtient $\lambda_c = 2,75 \times 10^{-6}/a$ que Hydro-Québec a arrondi à $3 \times 10^{-6}/a$ (document A16, p. 13). Comme le rapport de sûreté révisé a été accepté par la CCEA, on peut raisonnablement supposer qu'au moins implicitement la CCEA a accepté aussi la nouvelle valeur de la fréquence de perte de refroidissement du combustible, même si on doit répéter que la CCEA n'examine que les analyses détaillées de l'ensemble des scénarios présentés dans ce rapport.

Si maintenant on utilisait les données les plus récentes sur la fréquence des pannes d'une durée supérieure à 30 minutes qui est de 0,25/a (voir section 4.2), on aurait

$$\lambda_c = 0,25/a \times 10^{-3} \times 10^{-2} = 6,25 \times 10^{-6}/a$$

c'est-à-dire une valeur environ deux fois plus élevée (2,3) que celle évaluée par Hydro-Québec. Avec les valeurs fournies par la CCEA, dans le document B23, on trouverait :

$$\lambda_c = 7,14 \times 10^{-6}/a$$

L'on comprend mieux ainsi les préoccupations de Hydro-Québec et de la CCEA qui affirment, toutes les deux, que la fiabilité de réalimentation des services auxiliaires de Gentilly 2 (en dedans de 30 minutes) doit être améliorée.

Hydro-Québec avait donc le choix entre améliorer la fiabilité de réalimentation des services auxiliaires de Gentilly 2 et essayer de prouver, dans une deuxième révision de son rapport de sûreté, que les conséquences de la diminution de fiabilité éprouvée étaient malgré tout acceptables. Hydro-Québec a choisi la première voie.

La construction d'une nouvelle centrale, ou l'utilisation d'une centrale dédiée, équivaut à l'addition d'une nouvelle source d'alimentation. À la place de l'équation (1) on aurait alors :

$$\lambda'_{c} = \lambda_{c} \times I_{N} = \lambda_{IV} \times I_{III} \times I_{0} \times IN \quad (2)$$

où λ'_{c} est la nouvelle fréquence de perte totale de refroidissement du combustible et I_{N} , l'indisponibilité de la nouvelle centrale.

Si on prend $\lambda'_{c} = 10^{-7}/a$, on trouve avec $\lambda_{c} = 3 \times 10^{-6}/a$, $I_{0} = \approx 0,03$. La fiabilité doit être donc de 0,97. C'est la position prise par Hydro-Québec.

Si Hydro-Québec avait pris $\lambda'_{c} = 1,8 \times 10^{-7}/a$, valeur prévue par les concepteurs (document A16, p. 11), on aurait trouvé $I_{0} = 0,06$, c'est-à-dire que la fiabilité exigé aurait pu être de 0,94.

Hydro-Québec aurait-elle pu prendre une autre valeur pour λ'_{c} ? Sans doute, mais cela aurait pu faire augmenter le risque de pertes économiques importantes provenant de bris éventuels d'équipements qui entraînent des réparations coûteuses et des pertes de production (document A16, p. 16).

À l'extrême, on peut spéculer sur la dégradation de la situation à partir du niveau accepté par la CCEA. En supposant que la probabilité des pannes d'une durée supérieure à 30 minutes ait augmentée par un facteur 2 de 1982 à 1986 et d'un autre facteur 2 depuis, la situation pourrait être corrigée — si tout le reste demeure inchangé — par l'ajout d'une nouvelle source dont l'indisponibilité serait 0,25 (1:2x2) ce qui signifie que la fiabilité de la source devrait être de 0,75, c'est-à-dire de 75 % qui est précisément la fiabilité exigée par Hydro-Québec pour chaque turbine à gaz de la centrale Bécancour (document A16, p. 22).

ANNEXE **9**

Description des systèmes d'alimentation électrique

(résumé du document A18)

Description des systèmes d'alimentation électrique (résumé du document A18)

Il s'agit du chapitre 8 du premier volume du rapport de sûreté de la centrale de Gentilly 2. Ce chapitre décrit les systèmes d'alimentation électrique de la centrale et comprend trois sections : l'introduction, les sources d'alimentation externes au site et les sources d'alimentation sur le site même. Le texte a été révisé pour la dernière fois en 1987.

L'introduction comprend les principaux critères de design du système d'alimentation de la centrale du point de vue de la sûreté et de la fiabilité.

Voici ces critères :

- a) faisant suite à une défaillance du réseau d'Hydro-Québec, résultant en une disjonction de la centrale du réseau, la centrale devrait être capable de s'autoalimenter (de s'«îloter»).

On note cependant que le système de régulation de fréquence de la turbine n'est pas (présentement ?) assez rapide pour assurer l'îlotage.

- b) faisant suite à une panne du réseau et à une perte d'alimentation interne (défaut d'îlotage), une autre source de puissance doit être disponible dans les 30 minutes;
- c) pour assurer une bonne fiabilité des catégories I, II et III de courant (voir plus loin), on doit pourvoir au moins deux systèmes séparés;
- d) en cas de défaillance, le système d'alimentation doit être stable;
- e) le design doit être tel que tous les besoins en alimentation, pour chacune des catégories, puissent être satisfaits.

La section *sources d'alimentation externe* décrit, dans l'ordre, les connections au réseau, les caractéristiques du réseau, le dispositif d'îlotage et les mesures de restauration de l'alimentation externe en cas de perte du réseau.

On note ainsi, que l'alimentation externe provient de deux sources : la partie principale du réseau d'Hydro-Québec, via le poste de Nicolet, et le réseau régional de la Mauricie, via le poste de Trois-Rivières/Kruger (ligne 2385).

Le réseau général d'Hydro-Québec est relativement très rigide. La centrale G-2 fonctionne en régime de base et n'est pas appelé par le schéma de

commande du réseau pour jouer un rôle important en matière de contrôle de la fréquence du réseau, mais grâce à sa charge et à sa proximité des centres de consommation, à une influence stabilisatrice dans le court terme (secondes) sur la fréquence du réseau, contribue à l'amortissement des oscillations de tension et est utilisé pour le contrôle de la tension du réseau.

Le dispositif d'îlotage prévoit quatre étapes, allant de la simple alarme à l'îlotage complet, selon la grandeur de l'écart entre la fréquence du réseau et la fréquence nominale de 60 hertz. Il est à souligner que la licence d'opération de Gentilly 2 octroyée par la Commission de contrôle de l'énergie atomique («CCEA») stipule que le mode d'exploitation en îlotage ne peut pas durer plus que deux heures.

En cas de perte du réseau, la CCEA exige le rétablissement d'une source externe dans les 30 minutes suivant le début de la panne (le besoin d'une source externe subsiste même si le réacteur vient de s'arrêter). À cette fin, Hydro-Québec a prévu une procédure d'urgence, impliquant l'utilisation prioritaire de la centrale hydroélectrique de Beaumont (réseau de la Mauricie), via la ligne 2385. La fiabilité de cette ligne est satisfaisante jusqu'à un certain point mais des études supplémentaires doivent confirmer le haut niveau de fiabilité requis.

La section *alimentation interne* comprend une description générale du système, la description de la distribution des différentes alimentations à travers la centrale, la production du courant de catégorie III à partir des générateurs diesel de secours, la description des systèmes électriques auxiliaires et le système d'alimentation d'urgence.

Cette section est de nature très technique. Ce qui convient ce retenir, c'est d'abord le classement des différentes sources électriques selon leur degré d'interruptibilité :

- catégorie I : système d'alimentation de courant continu ininterrompible;
- catégorie II : système d'alimentation de courant alternatif, ininterrompible;
- catégorie III : système d'alimentation de courant alternatif, interrompible (minutes);
- catégorie IV : système d'alimentation de courant alternatif, interrompible (heures).

Les sources, pour les catégories I et II, proviennent de batteries ou de la catégorie III. Les sources, pour la catégorie III, proviennent du réseau, du turboalternateur ou des générateurs de secours, tandis que pour la catégorie IV, elles proviennent du réseau ou du turboalternateur. Les différentes sources d'alimentation sont toujours en double, un groupe, «impair», alimenté par le réseau, l'autre «pair», par la centrale.

Les générateurs de secours sont constitués par deux paires de diesels, chaque générateur ayant une puissance de 2,5 MW. Ces générateurs fonctionnent au mazout, sont refroidis à l'eau et démarrent grâce à des moteurs à air sous pression. Les générateurs d'urgence, au nombre de deux, ont une puissance de 0,95 MW chaque et sont utilisés en dernier ressort lors d'un accident de perte de caloporteur suivi par un tremblement de terre et de perte des autres systèmes d'alimentation.

ANNEXE **10**

Estimation théorique des
fréquences de perte
d'alimentation de
catégorie IV

ESTIMATION THÉORIQUE DES FRÉQUENCES DE PERTE D'ALIMENTATION DE CATÉGORIE IV

Dans le document A71, il est estimé que la fréquence de la perte d'alimentation totale de catégorie IV, λ_{IV} est de 0,274/a et que la fréquence de ce type de panne d'une durée supérieure à 30 minutes, λ_{30} , est de 0,113/a. Voici le détail de ces estimations.

Une perte d'alimentation de catégorie IV peut provenir de 7 modes de défaillance différents :

- a) panne générale du réseau suivie du non-flotage de la centrale.

Il est estimé que la fréquence des pannes du réseau est de 0,57/a et que la probabilité du non-flotage est de 0,29. La fréquence de défaillance du mode a) est donc de :

$$\lambda^a = 0,57/a \cdot 0,29 = 0,165/a$$

Comme la fiabilité de la réalimentation du réseau en dedans de 30 minutes est de 0,80, ce qui signifie que la probabilité de non réalimentation en dedans de 30 minutes, P_{30} , est de 0,20, il s'ensuit que la fréquence des pannes de mode a) non rétablies en dedans de 30 minutes, λ^a_{30} est de :

$$\lambda^a_{30} = \lambda^a \cdot P_{30} = 0,165/a \cdot 0,20 = 0,033/a$$

- b) panne locale du réseau (perte des lignes de transmission) avec défaillance du systèmes de transfert rapide au transformateur de la centrale, ce qui provoque l'arrêt du réacteur.

La fréquence de ce mode de panne est estimée à 0,063/a, avec 0,010/a pour la perte de deux lignes de transmission et 0,053/a pour la perte d'alimentation du transformateur. Cette dernière ne peut pas être corrigée en dedans de 30 minutes. On a donc :

$$\lambda^b = 0,063/a$$

$$\lambda^b_{30} = 0,053/a$$

- c) panne du transformateur de la centrale suivie de la perte de la centrale due à la défaillance du système de transfert rapide au transformateur de la centrale.

Il est estimé que la fréquence de ce mode de défaillance, non réparable dans les 30 minutes ($P_{30} = 1$) est de 0,017/a. On a donc :

$$\lambda_{30}^c = \lambda^{30} = 0,017/a$$

- d) perte du réseau provoquée par la perte de la centrale.

Il est estimé que la probabilité d'un tel événement est faible (0,001) mais comme la fréquence des arrêts intempestifs de la turbine ou du réacteur est importante (13,25/a) la fréquence de ce mode de défaillance n'est pas négligeable :

$$\lambda^d = 13,25/a \cdot 0,001 = 0,013/a$$

Avec $P_{30} = 0,2$ on a :

$$\lambda_{30}^d = 0,013/a \cdot 0,2 = 0,003/a$$

- e) fluctuations fortes du réseau qui entraînent le déclenchement de la turbine, avec défaillance du système de transfert au transformateur de la centrale.

La fréquence des fluctuations fortes du réseau est estimée à 0,67/a, la probabilité du déclenchement de la turbine à 0,25 et la non-disponibilité du système de transfert à 0,0052. Comme, dans ce cas, $P_{30} = 0$ (la défaillance est réparable en dedans de 30 minutes), on a, respectivement :

$$\lambda^e = 0,67/a \cdot 0,25 \cdot 0,0052 = 0,0087/a$$

$$\lambda_{30}^e = 0$$

- f) perte de la centrale pendant que le transformateur du réseau est en panne.

Il est estimé que la fréquence d'un tel événement est de $0,007/a$; cette panne est de longue durée. On a donc :

$$\lambda_{30}^f = \lambda^f = 0,007/a$$

- g) perte du réseau pendant que le transformateur de la centrale est en panne.

La fréquence d'un tel événement, estimée à $0,0003/a$ est jugée négligeable :

$$\lambda_{30}^g = \lambda^g = 0,0003/a \approx 0$$

La somme de toutes les fréquences λ^i et λ_{30}^i donne, respectivement :

$$\lambda_{TV} = \sum \lambda^i = 0,165/a + 0,063/a + 0,017/a + 0,013/a + 0,009/a + 0,007/a = 0,274/a$$

$$\lambda_{30} = \sum \lambda_{30}^i = 0,033/a + 0,053/a + 0,017/a + 0,003/a + 0,007/a = 0,113/a$$

Il convient de remarquer que dans la deuxième somme, seulement le premier et le quatrième terme dépendent de P_{30} . Si la fiabilité de réalimentation en dedans de 30 minutes avait été de 0,90 (au lieu de 0,80), on aurait eu, avec $P_{30} = 0,10$:

$$\lambda_{30}^{a'} = 0,165/a \cdot 0,10 = 0,017/a$$

$$\lambda_{30}^{d'} = 0,013/a \cdot 0,10 = 0,001/a$$

$$\lambda_{30}' = 0,017/a + 0,053/a + 0,017/a + 0,001/a + 0,007/a = 0,088/a$$

c'est-à-dire une réduction d'environ 22 %. Dans le cas limite où la fiabilité serait de 100 % ($P_{30} = 0$), on aurait :

$$\begin{aligned} \lambda_{30}'' &= 0,053/a + 0,017/a + 0,007/a \\ &= 0,077/a \end{aligned}$$

c'est-à-dire une réduction d'environ un tiers (32 %). Ceci montre les limites d'améliorations associées à l'augmentation de la fiabilité de réalimentation par une source externe.

ANNEXE **11**

**Localisation du parc
de stockage**

Rapport de synthèse

LOCALISATION DU PARC DE STOCKAGE

Rapport de synthèse

Le document A28, concernant la localisation du parc de stockage du mazout, préparé par un consultant, résume l'ensemble des solutions proposées, les impacts potentiels de ces solutions, les risques considérés et les recommandations des différents consultants. Il contient en annexe les recommandations qu'Hydro-Québec s'engage à suivre.

Le comité d'experts, dans son premier avis, avait recommandé de «raffiner les calculs sommaires» qu'il avait lui-même effectués, afin de «déterminer une distance acceptable du point de vue sûreté pour ce qui est de la localisation des unités de stockage et de dépotage». Faisant suite à cette recommandation, Hydro-Québec a fait ou fait faire les études suivantes :

- Une étude interne d'Hydro-Québec (document A32) conclut que la relocalisation des réservoirs à une distance de 350 m du bâtiment de production (variante 2) serait plus sécuritaire, principalement à cause des conséquences possibles résultant d'un «boil-over», phénomène explosif qui résulte d'une vaporisation brutale d'une couche d'eau se trouvant éventuellement au fond d'un réservoir, provoquée lorsque des résidus brûlants du mazout, devenus plus lourds que le mazout, couleraient au fond du réservoir et entreraient en contact avec la couche d'eau.
- Une analyse des données historiques d'accidents dans les parcs de stockage, préparée par un consultant (document A33), a cependant montré qu'aucun accident répertorié entre 1968 et 1988 au Canada, en Angleterre et en Hollande (de même qu'aux États-Unis, voir document A67, p. 42) n'est imputable au «boil-over» du mazout n° 2 et que ce phénomène est donc improbable.
- Une étude effectuée par un autre consultant (document A36) consiste en une analyse qualitative des effets éventuels sur la centrale Gentilly 2, de l'emplacement des réservoirs de stockage de mazout et du quai de dépotage. Deux emplacements ont été considérés dans cette étude : la variante 1 et un emplacement situé à environ 100 m plus loin que la variante 2. Les éléments de comparaison considérés sont regroupés en aspects positifs et négatifs résultant de l'éloignement. Le rapport conclut que l'emplacement situé à 350 m est acceptable à condition qu'Hydro-Québec mette en place un système de surveillance perfec-

tionné, mais recommande qu'Hydro-Québec réalise des analyses supplémentaires détaillées avant de statuer sur la sécurité de l'emplacement final.

- Une étude majeure sur l'évaluation des risques d'incendie associés à l'emplacement des réservoirs près de la centrale TAG (document A22 à A24), préparée par un autre consultant, conclut que dans les pires cas et avec les systèmes de protection-incendie rendus indisponibles, le degré d'émissivité thermique est sous le niveau critique (5 kW/m^2) pour la centrale Gentilly 2 et son personnel.

Les gens à l'extérieur des édifices pourraient courir un certain danger – s'ils se trouvaient à moins de 40 m lors d'un incendie dans un réservoir ou à moins de 110 m lors d'un incendie dans les deux réservoirs – mais il est estimé que la probabilité de tels événements est faible et que le personnel concerné aurait environ 60 secondes pour s'éloigner de l'incendie ou se cacher de l'onde de chaleur.

En général, les installations avoisinantes ne subiraient aucun dommage; dans le pire des cas (incendie dans les deux cuvettes de rétention), les transformateurs près de la station de pompage et le quai de dépotage pourraient être touchés. Il n'y a pas de possibilité de «boil-over».

- Une autre étude majeure, préparée par le même consultant (documents A30 et A31), a porté sur les risques d'explosion. Cette étude conclut que le seul type d'explosion possible est la déflagration, phénomène qui a lieu lorsque la vitesse de propagation des réactions chimiques est inférieure à la vitesse du son dans le milieu. Si ce phénomène survenait, il n'y aurait pas de dommages à la centrale Gentilly 2. Il y aurait cependant quelques faibles dommages à la centrale TAG si les réservoirs étaient localisés à quelque 78 m de celle-ci : des vitres brisées, quelques panneaux métalliques endommagés, projection de fragments du réservoir sur le mur sud du bâtiment des turbines et sur un des filtres à air, et retombée de quelques fragments sur le bâtiment de commande, le bâtiment des pompes et le bâtiment de protection-incendie.
- Une dernière étude a été effectuée par EACL (document A35). Cette étude, qui utilise des méthodes modernes d'analyse probabiliste, compare les effets négatifs sur la sûreté de Gentilly 2 découlant de la localisation de la centrale TAG à l'intérieur de la zone d'exclusion avec les effets bénéfiques résultant d'une fiabilité accrue de la réalimentation électrique des services auxiliaires de Gentilly 2.

Les effets négatifs peuvent provenir de plusieurs sources : défaillance simultanée des barres d'alimentation de 230 kV qui interconnectent les deux centrales, incendie créé par des bris de turbine, incendie dans les réservoirs de mazout réchauffés, incendie dans les réservoirs principaux de mazout, défaillance dans les générateurs de démarrage des turbines à gaz, défaillance dans le système de pompage du mazout, accidents provoqués par les camions-citernes qui transportent le mazout, conditions climatiques exceptionnelles pouvant entraîner l'effondrement des bâtiments de la centrale de Bécancour, défaillance des systèmes de ventilation de l'air, défaillance dans la canalisation de l'eau déminéralisée, défaillance des systèmes de protection-incendie, etc.

L'étude des probabilités d'occurrence et des conséquences de ces événements donne les résultats suivants :

- la fréquence des pertes de catégorie IV augmente d'un millionième comparativement à la valeur de référence ($2,71 \times 10^{-7}/a$ par rapport à $0,27/a$, document A71);
- la fréquence des pertes de catégories IV et III d'une durée plus grande de 6 heures augmente d'un maximum de 30 % comparativement à la valeur de référence ($5,43 \times 10^{-5}/a$ par rapport à $1,89 \times 10^{-4}/a$);
- la fréquence des pertes d'eau déminéralisée augmente d'un centième ($1,4 \times 10^{-4}/a$ par rapport à $1,4 \times 10^{-2}/a$).

Les effets positifs sont les suivants :

- le projet TAG diminue la fréquence de la perte de la catégorie d'alimentation IV, d'une durée supérieure à 30 minutes, par un facteur 33 : de $0,11/a$ (valeur estimée en 1986) à $0,0033/a$;
- la fréquence d'une perte totale de source froide, entraînant un bris de combustible et un dégagement important de produits radioactifs à l'intérieur de l'enceinte de confinement de Gentilly 2, diminue d'un facteur 10 : de $2,7 \times 10^{-6}/a$ à $2,7 \times 10^{-7}/a$;
- la fréquence d'une perte des catégories IV et III diminue d'un facteur 33, s'il n'y pas d'effets sur Gentilly 2, d'une explosion des réservoirs de combustible; cette diminution pourrait être réduite à un facteur 3,5 (de $1,89 \times 10^{-4}/a$ à $5,43 \times 10^{-5}/a$) si de tels effets existaient.

L'étude fait également plusieurs recommandations. Parmi celles-ci, on peut noter celles qui s'appliquent au personnel de la centrale Gentilly 2. Ainsi, celui-ci devrait assurer la responsabilité :

- de contrôler le trafic des camions-citernes afin d'éviter des accidents de circulation;
- d'établir des plans d'évacuation pour les opérateurs de la centrale de Bécancour, en cas d'accidents à la centrale de Gentilly;
- d'assurer la coordination entre les deux salles de contrôle;
- de coordonner les efforts de lutte contre les incendies.

ANNEXE **12**

Impacts sur la santé
attribuables aux
polluants atmosphériques

IMPACTS SUR LA SANTÉ ATTRIBUABLES AUX POLLUANTS ATMOSPHÉRIQUES

Cette annexe présente une description des différentes sources de NO₂, de SO₂ et de HAP dans l'air ambiant, des voies de pénétration de ces contaminants chez l'être humain, et de leur toxicité aiguë et chronique. Un résumé des hypothèses formulées par Hydro-Québec pour le calcul quantitatif du risque additionnel de cancers attribuables aux émissions en HAP est également présenté.

1.0 Introduction

Les risques sur la santé associés aux contaminants atmosphériques sont surtout évalués à l'aide de recherches effectuées sur des animaux de laboratoire (rats, souris, hamsters, cochons d'Inde, lapins, etc.). Les effets des polluants sont évalués selon différentes combinaisons de temps d'exposition et de concentrations de polluants.

Chez l'homme, certaines expériences sont effectuées en milieu conditionné sur des individus volontaires exposés à des concentrations ne produisant aucun effet préjudiciable sur la santé. Cependant, les rapports entre la santé humaine et la pollution atmosphérique sont surtout étudiés dans des enquêtes épidémiologiques. Ce type d'enquête est efficace pour des expositions aiguës et de courtes durées associées à de graves épisodes de pollution. Ces enquêtes sont plus problématiques pour l'étude des expositions de longue durée, car de nombreux facteurs comme le mode de vie et le milieu de travail influencent le développement des maladies respiratoires (*Introduction à la pollution atmosphérique*, 1986).

Une description de divers troubles et maladies respiratoires pouvant être provoqués par des expositions de courte et de longue durées aux polluants atmosphériques est présentée ci-après (d'après le document C14).

L'asthme est une maladie assez courante dont les causes sont encore mal définies. On ne sait pas si la pollution atmosphérique est une cause de l'asthme; elle peut toutefois multiplier les risques de crises. Les asthmatiques font partie des individus les plus sensibles aux polluants atmosphériques, en particulier au SO₂. On estime que la prévalence de l'asthme dans la population est environ 7 %.

Une relation de cause à effet a été établie entre des polluants atmosphériques comme le SO₂, le NO₂ et l'ozone, et l'incidence accrue des infections respiratoires comme le rhume, les maux de gorge, la pneumonie et la bronchite. D'après des études effectuées sur des animaux, ces polluants entravent le fonctionnement du système d'épuration et augmentent le risque aux infections des voies respiratoires.

La pollution peut entraîner des changements temporaires dans l'aptitude des poumons à inspirer et à expirer. On ignore encore si un affaiblissement passager répété de la fonction pulmonaire peut déclencher des effets à long terme sur la santé de l'appareil respiratoire.

Plusieurs personnes souffrent d'une limitation chronique du passage de l'air dans les poumons; ces personnes sont moins en mesure de combattre les infections, ce qui amoindrit leur qualité de vie. Cette maladie englobe plusieurs affections dont la bronchite chronique, l'emphysème et les maladies des petites voies respiratoires. L'âge, l'hérédité, l'exposition en milieu de travail à des matières comme les poussières de charbon et certains produits chimiques, et l'exposition à de fortes concentrations de SO₂ et de particules contribuent à cette maladie.

Les origines du cancer du poumon sont multiples et cette maladie peut résulter de l'interaction de divers facteurs. L'usage du tabac est manifestement le plus important de ces facteurs, suivi de certaines expositions en milieu de travail. L'air ambiant peut également contenir une variété de polluants, dont certains sont cancérigènes (comme divers HAP).

2.0 Sources de polluants atmosphériques dans l'air ambiant

- Bioxyde d'azote (NO₂)

Étant donné que l'air contient 78 % d'azote et 21 % d'oxygène, les oxydes d'azote se forment rapidement lors de procédés de combustion à haute température en présence d'air, lorsque des phénomènes comme la foudre, les activités volcaniques et les feux de forêts se produisent, et pendant les processus biogènes naturels (surtout l'action bactérienne dans le sol) (document C14).

Plus de 95 % des émissions mondiales totales en NO₂ sont d'origine naturelle (*Introduction à la pollution atmosphérique*, 1986). La concentration «naturelle» en NO₂ dans la troposphère est toutefois relativement faible, et correspond à moins de 10 % des concentrations observées dans les zones urbaines ou industrielles. Ceci est dû au fait que les sources

naturelles sont réparties sur toute la surface du globe, tandis que les sources anthropiques sont concentrées en milieu urbain et industriel (document B20).

Les principales sources anthropiques de NO_2 sont associées à la combustion de combustibles fossiles dans les sources fixes (chauffage, production de vapeur ou d'électricité) et les sources mobiles (véhicules légers, lourds et hors-routes). Le tabagisme, l'utilisation de cuisinière au gaz, le chauffage au gaz ou au kérosène peuvent entraîner des concentrations en NO_2 plus élevées à l'intérieur qu'à l'extérieur des résidences, surtout en l'absence d'une bonne ventilation. L'exposition au NO_2 en milieu de travail est relativement rare (document B20).

Le suivi de la qualité de l'air ambiant indique une augmentation des concentrations en NO_2 dans les zones urbaines, depuis une vingtaine d'années (document B20). Cette augmentation est en partie attribuable au nombre croissant de véhicules automobiles en circulation, et ce malgré l'introduction de convertisseurs catalytiques depuis les années 1970 (document C14).

- Bioxyde de soufre (SO_2)

Plus de 99,5 % des émissions de SO_2 sont dues à des activités humaines, surtout l'utilisation de combustibles fossiles comme le charbon et le mazout, ainsi que certaines productions industrielles, notamment l'extraction de métaux non ferreux et les usines de pâtes et papiers (*Introduction à la pollution atmosphérique*, 1986).

La concentration naturelle de SO_2 dans l'air est très faible (environ 0,002 ppm). Les niveaux ambiants sont rarement plus élevés à l'intérieur qu'à l'extérieur de nos maisons, le SO_2 réagissant rapidement avec les divers matériaux. L'exposition au SO_2 peut être très importante en milieu de travail (document B20).

De façon générale, le suivi de la qualité de l'air ambiant indique une diminution des concentrations en SO_2 dans les zones urbaines et une augmentation dans les zones rurales. La diminution en zone urbaine est attribuable à l'effacement graduel de nombreuses petites sources domestiques, commerciales et industrielles, et aux changements dans la qualité et la quantité de combustibles utilisés. L'augmentation en milieu rural est attribuable à l'implantation de sources importantes, principalement pour la production d'énergie et les procédés industriels; les polluants émis par ces sources sont rejetés à hautes altitudes et sont dispersés sur de grandes distances (document B20).

- Hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP)

Les HAP sont générés lors de la combustion incomplète de matières organiques. Les principales sources de ces composés sont l'utilisation des combustibles fossiles pour le chauffage et le transport, l'incinération des déchets, le brûlage à ciel ouvert, les feux de forêts, les procédés reliés à la pétrochimie, à la production de coke et de ses dérivés, et les industries métallurgiques (document C14).

La concentration naturelle de HAP dans l'air est quasi-nulle (si l'on exclut les feux de forêts). À l'intérieur de nos maisons, le tabagisme et l'utilisation de combustibles fossiles pour le chauffage et la cuisson des aliments peuvent entraîner des concentrations en HAP très élevées, surtout en l'absence d'une bonne ventilation. L'exposition au HAP peut être très importante en milieu de travail (document B20).

Seule une partie des HAP émis lors de combustion incomplète de matières organiques présente un potentiel cancérigène. Cette proportion varie selon le type de combustible : pour le bois, 14 % des HAP émis seraient cancérigènes; pour le coke métallurgique, 10 %; pour le gaz naturel, le mazout, l'essence et le diesel, 4 %. Pour un même combustible, le taux d'émission de HAP varie selon mode de combustion : par exemple, l'utilisation de mazout pour le chauffage résidentiel, commercial et industriel entraîne l'émission de 5, de 1 et de 0,023 mg de HAP par kg de combustible respectivement (*Environnement Canada*, octobre 1988).

3.0 Voies de pénétration des polluants atmosphériques

Les particules en suspension dans l'air comprennent une grande variété de particules solides ou liquides (aérosols) qui restent en suspension dans l'atmosphère et qui peuvent s'introduire dans les voies respiratoires. Les effets sur la santé de l'inhalation de ces particules dépendent en grande partie du degré de pénétration, de dépôt et de rétention dans les poumons (document C14).

Les particules dont le diamètre est inférieur à 10 μm pénètrent dans la région thoracique et sont celles qui provoquent les réactions les plus fortes. Les particules les plus grosses (entre 2,5 et 10 μm) sont généralement d'origine naturelle (minéraux de la croûte terrestre, sels marins et matières végétales) tandis que les particules les plus fines (<2,5 μm) se composent en grande partie de polluants d'origine humaine (plomb, sulfates, nitrates, carbone et composés organiques divers).

La principale voie de pénétration du NO₂ et du SO₂ chez l'homme est par inhalation. Ces polluants sont métabolisés par l'organisme et ne sont pas des substances bioaccumulables (Audience, 1ère partie, vol. 5, p.56).

Environ 80 % à 90 % du NO₂ inhalé peut être absorbé par les voies respiratoires. Les études expérimentales ont démontré que le NO₂ et ses dérivés peuvent séjourner pour de longues périodes dans les poumons; certains dérivés du NO₂ (acides et sels d'acides) ont été observés dans le sang et l'urine (document B20).

Environ 40 % à 90 % du SO₂ inhalé peut être absorbé dans le système respiratoire supérieur (segments nasopharyngien et trachéobronchique); il passe ensuite dans le sang et est éliminé principalement par voie urinaire (document B20).

Les voies de pénétration des HAP chez l'être humain sont l'inhalation, l'ingestion de matières solides ou liquides (eau, sol et poussières, nourriture) et l'exposition cutanée. Presque tous les HAP qui se forment ou se dispersent à l'état de vapeur se condensent sur la surface des matières particulaires respirables (document A2). Les résultats des analyses des HAP dans l'air, les eaux souterraines, l'eau potable traitée, les aliments et la fumée de tabac sont exprimées sous forme d'HAP totaux, d'HAP cancérigènes ou de benzo[a]pyrène (BaP), ou de série d'espèces distinctes classées dans la catégorie d'HAP cancérigènes (document C14).

4.0 Toxicité des contaminants atmosphériques

- Particules en suspension

Les principaux effets liés à l'exposition aux particules en suspension dans l'air comprennent les troubles pulmonaires, l'aggravation des maladies pulmonaires et cardiovasculaires, les effets sur le coefficient d'épuration mucociliaire et d'autres mécanismes de défense. Dans des cas extrêmes, les particules en suspension peuvent entraîner des modifications morphologiques et la mortalité (document C14).

Plusieurs enquêtes épidémiologiques ont démontré que la toxicité de divers polluants atmosphériques (en particulier le SO₂) augmente en présence de particules en suspension. Il est bien connu par exemple que dans les années 1950 et au début des années 1960, après des épisodes de pollution en Angleterre (à Londres) et aux États-Unis (à New-York et à Donora), des taux de mortalité élevés ont été observés après une

exposition à de très fortes concentrations de SO₂ ou de vapeur de SO₂ et de particules en suspension ou de fumée (document A2).

- Bioxyde d'azote (NO₂)

Il existe plusieurs formes d'oxydes d'azote (N₂O, NO, NO₂, etc.); la forme la plus dommageable pour la santé humaine est le dioxyde d'azote (NO₂). Plusieurs études ont démontré qu'à des concentrations équivalentes à celles mesurées dans l'air ambiant, le NO₂ peut provoquer une diminution de la fonction pulmonaire chez des individus normaux et asthmatiques (document A79).

Pour des expositions de courtes durées, des concentrations supérieures 2 ppm (10 fois la norme horaire québécoise) entraînent des changements importants dans la capacité respiratoire d'individus normaux au repos. Des concentrations inférieures à 2 ppm entraînent une augmentation de la réactivité des voies respiratoires (par exemple aux agents allergènes), et peuvent être associées à une augmentation de la résistance au passage de l'air dans les poumons. À ce jour, la plus faible concentration pour laquelle une diminution de la fonction pulmonaire a été observée chez des asthmatiques est 0,30 ppm (exposition de 30 minutes avec léger exercice); cette concentration correspond à un niveau de pollution fréquemment rencontré dans les grandes villes (document B20).

Pour des expositions de longues durées, les expériences effectuées sur des animaux indiquent des changements morphologiques, biochimiques et immunologiques à des concentrations de NO₂ variant entre 0,1 et 1 ppm. Une exposition de quelques heures par jour à des concentrations équivalentes à la norme horaire entraîne chez certains animaux (chiens, lapins) une augmentation de la vulnérabilité aux infections et divers effets aigus permanents (altérations du métabolisme, changements biochimiques et morphologiques du système respiratoire). Toutefois, les relations entre les changements observés chez les animaux et les maladies respiratoires chroniques chez les humains sont incertaines (document A79).

La plupart des études épidémiologiques ne permettent pas de tirer des conclusions claires quant aux effets chroniques associés à l'exposition humaine au NO₂, étant donné les interactions possibles avec les autres polluants présents dans l'air ambiant (document A2).

- Bioxyde de soufre (SO₂)

Pour des expositions de courtes durées, des concentrations d'environ 5 ppm (10 fois la norme horaire) n'entraînent pas de changements irréversibles dans la capacité respiratoire d'individus normaux au repos. À des concentrations de 1 ppm, on a observé chez les adultes en bonne santé à l'effort une réduction des fonctions pulmonaires, et l'incidence de spasmes bronchiaux chez les asthmatiques. Des concentrations de l'ordre de 0,1 ppm provoquent une insuffisance pulmonaire chez les asthmatiques, et un amoindrissement de la résistance aux infections chez certains animaux (document A2).

Pour des expositions de longues durées, des concentrations maximales de 0,05 ppm (concentration équivalente à la norme annuelle québécoise) ont provoqué des troubles et des maladies respiratoires (toux et bronchites), notamment chez les jeunes enfants et les fumeurs. Une association étroite a récemment été démontrée entre le nombre d'admissions dans les hôpitaux pour maladies respiratoires et la concentration maximale de SO₂ dans l'air ambiant, pour des concentrations équivalentes aux objectifs canadiens de qualité de l'air (document A79).

Les études épidémiologiques indiquent que la toxicité du SO₂ augmente considérablement en présence d'autres polluants, en particulier les particules en suspension. Il existe également certaines évidences d'effets synergiques entre le SO₂ et d'autres polluants atmosphériques tels que l'ozone et le NO₂ (document A2).

- Hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP)

Plus de 100 HAP ont été relevés dans les matières particulaires et plus de 300 HAP ont été isolés dans les particules de fumée de tabac. Après avoir examiné les résultats d'expérimentations animales et d'études épidémiologiques chez les êtres humains, le Centre International de recherche sur le cancer a relevé 27 composés distincts dont la carcinogénicité s'appuyait sur des preuves suffisantes ou limitées. Le HAP cancérigène le plus connu et le plus étudié est le benzo[a]pyrène (BaP) (document C14).

Les HAP sont fortement solubles dans les graisses (lipophiles), et faiblement solubles dans l'eau (hydrophobes). Malgré le fait que les HAP soient liposolubles, ces composés n'ont pas tendance à être bioaccumulés dans les tissus adipeux et sont rapidement métabolisés par l'organisme (document B20).

La plupart des recherches sur la toxicologie des HAP ont été faites sur des animaux de laboratoire; ces études ne peuvent fournir qu'une estimation de la toxicité des HAP chez l'homme (document A2).

- Effets sur la santé des animaux de laboratoire

La plupart des expériences réalisées sur des animaux de laboratoire ont été effectuées sur des rongeurs; certaines expériences ont également été effectuées sur des cochons d'Inde, des lapins, des canards et des singes. Ces expériences de laboratoire apportent peu d'informations sur la toxicité aiguë et chronique des HAP, car les effets apparents de toxicité n'apparaissent généralement qu'à des doses suffisamment élevées pour provoquer l'apparition de tumeurs (document A79).

Les études effectuées ont démontré que l'administration de BaP par différentes voies entraîne l'apparition des tumeurs, de carcinomes ou de sarcomes. Les doses provoquant l'apparition de lésions cancéreuses varient en fonction du mode d'administration et des conditions expérimentales. Les modes d'administration comprennent l'application cutanée, différents types d'injections (sous-cutanée, intratrachéale, intrapulmonaire, intramusculaire, intraveineuse), l'administration orale, et l'inhalation (document A2).

En ce qui concerne l'inhalation des HAP, seul le potentiel cancérigène a été mis en évidence. Pour ce qui est de l'absorption des HAP, le potentiel terratogène et les effets sur la reproduction ont été étudiés par administration de BaP à des rates gravides. L'injection sous-cutanée de fortes doses a indiqué que le BaP peut agir comme agent cancérigène transplacental. L'administration par voie orale a entraîné une diminution de la fertilité et de la capacité de reproduction, et la stérilité des rejetons. L'injection péritonale a entraîné une suppression marquée et persistante du système immunitaire chez les nouveaux-nés (documents A2 et A79).

- Effets sur la santé humaine

L'inhalation de HAP est susceptible de causer le développement de certains types de cancers du poumon. Très peu de recherches ont été effectuées sur les effets cancérigènes associés à l'ingestion de HAP. Les expériences et études épidémiologiques réalisées à ce jour ne permettent pas de statuer sur des effets toxiques autres que le potentiel cancérigène (document B20).

L'application de BaP sur des volontaires ou l'exposition cutanée accidentelle de BaP a entraîné la formation de lésions cutanées bénignes et localisées. Des lésions aux cellules pigmentaires et la formation de verrues sont les changements les plus fréquemment observés (document A79).

Certaines études épidémiologiques ont révélé des cas de cancers de la peau à la suite d'expositions aux HAP; il y a maintenant suffisamment d'évidences que le cancer de la peau chez les travailleurs exposés à la suie et à l'huile est causé par les HAP. D'autres études ont permis d'établir une corrélation étroite entre l'augmentation de l'indice du cancer du poumon et l'exposition professionnelle aux émissions de gaz de cuisson d'acier et aux émissions de fours à coke (document A2).

5.0 Évaluation du risque additionnel de cancers

Le modèle utilisé par Hydro-Québec pour le calcul de risque ce cancer attribuable aux HAP qui seraient émis par la centrale de Bécancour est basé sur les données suivantes (document A79) :

- l'identification des sources de HAP cancérigènes;
- la distribution de la population à l'intérieur de la zone d'étude;
- la dispersion des HAP dans l'air ambiant (en tenant compte des caractéristiques de la source et des conditions météorologiques);
- la détermination de la dose totale per capita;
- le facteur de risque.

Les hypothèses formulées par le promoteur pour la détermination de ces données de bases sont résumées ci-après.

- Identification des sources de HAP cancérigènes

Les risques attribuables aux émissions de la centrale de Bécancour ont été calculés en terme de risque additionnel au-delà de la concentration dans l'air ambiant (document A79).

- Distribution de la population à l'intérieur de la zone d'étude

La zone d'étude est représentée par une grille de 20 km x 20 km centrée sur le site proposé pour la centrale de Bécancour. Cette zone a été subdivisée selon une première grille dont les unités sont de 500 m sur 500 m. La seconde grille, d'une superficie de 10 km par 10 km centrée

sur la centrale de Bécancour, a été subdivisée en unités de 250 m par 250 m.

À l'intérieur de ces grilles, les individus pouvant être exposés sont les travailleurs de la centrale et résidents des zones urbaines avoisinantes soit Gentilly (2 300 habitants), Bécancour (950 habitants), Champlain (700 habitants) et Cap-de-la-Madeleine (900 habitants).

- Dispersion des HAP dans l'air ambiant

Les concentrations moyennes annuelles de HAP dans l'air ambiant au niveau du sol ont été calculées à l'aide de simulations numériques. Le modèle REG 308 du ministère de l'Environnement de l'Ontario a été utilisé (section 6.1). Les simulations ont été effectuées en considérant l'option 3 (trois turbines Westinghouse, mazout avec injection d'eau) et à l'aide des données météorologiques relevées en 1984 à la station de Saint-Hubert.

Les concentrations moyennes annuelles de HAP cancérigènes au niveau du sol ont été calculées en répartissant 236 heures d'exploitation de la centrale sur toute l'année (200 heures d'opération normale et 36 d'opération d'urgence). Ces heures d'exploitation ont été réparties selon deux scénarios d'émission :

- scénario réaliste : 236 heures entre le 1er déc et le 31 mars
20 % des HAP émis cancérigènes
- pire scénario : 200 heures entre le 1er déc et le 31 mars
36 heures entre le 1er juin et le 31 août
100 % des HAP émis cancérigènes

En tenant compte de l'approche conservatrice utilisée, Hydro-Québec considère que les conclusions de l'étude de risques demeurent inchangées même si l'option retenue (quatre turbines Générale Électrique) émet environ 20 % plus de HAP que l'option étudiée (trois turbines Westinghouse) (document A2).

- Estimation de la dose journalière

Les hypothèses de calcul de la dose journalière varient en fonction des scénarios d'émission et de scénarios d'absorption. Ces scénarios permettent de calculer la quantité d'HAP cancérigènes inhalés et ingérés par les travailleurs de la centrale et la population résidente des quatre

agglomérations précitées. Les doses sont calculées pour des adultes ayant un poids corporel de 70 kg.

Les voies de pénétration considérées par Hydro-Québec comprennent l'inhalation et l'ingestion de différents types de nourriture. Certaines voies d'exposition n'ont pas été considérées, en raison de l'apport négligeable d'HAP; ces voies comprennent l'ingestion de légumes-racines, de sol et de poissons, de même que l'exposition cutanée chez l'homme et le bovin (document A2).

La dose par inhalation est calculée en fonction des concentrations moyennes annuelles simulées localement pour chaque récepteur. L'estimation de la dose est basée sur l'absorption de 75 % ou 100 % des HAP cancérigènes inhalés, selon le cas réaliste ou pessimiste respectivement.

L'exposition par voie orale comprend l'ingestion d'eau, de légumes-feuilles, de boeuf et de lait. La dose journalière dépend de la consommation journalière, du pourcentage du produit consommé provenant du site, de la fraction de l'année pendant laquelle le produit est consommé, et de la fraction de l'année pendant laquelle le produit consommé est contaminé par les émissions de la centrale. Une biodisponibilité de 100 % des HAP absorbés par voie orale est considérée pour tous les scénarios.

- Estimation du risque de cancers additionnels

Le risque de cancer additionnel correspond à la dose calculée pour un récepteur donné, multipliée par un facteur de risque. Le facteur de risque par inhalation (6,1) est environ deux fois plus faible que le facteur de risque par ingestion (11,5).

ANNEXE **13**

Glossaire des termes et
expressions techniques

GLOSSAIRE DES TERMES ET EXPRESSIONS TECHNIQUES

(Source : document A82)

ADSORPTION

Rétention, à la surface d'un solide (dit «adsorbant»), des molécules d'un gaz ou d'une substance en solution ou en suspension.

BARRE D'ALIMENTATION

Conducteur auquel peuvent être reliés individuellement plusieurs circuits électriques.

BASE

Ce terme est utilisé pour qualifier une demande de puissance qui est présente de façon soutenue au cours de l'année. Il est fréquent de considérer comme base une demande présente plus que 70 % de l'année.

BIÉNERGIE

Système qui nécessite l'utilisation de deux sources d'énergie et qui s'applique notamment au chauffage de l'eau ou des locaux.

BLEVE (*boiling liquid expanding vapour explosion*)

Explosion de rupture

Explosion découlant de l'expansion des vapeurs d'un liquide en ébullition qui provoque l'éclatement du récipient au moment où le liquide atteint une température supérieure à sa température d'ébullition à la pression atmosphérique normale.

BOIL-OVER

Débordement

Événement qui se produit lorsque certaines huiles brûlent dans un réservoir sans toit lorsque, après une longue période d'ignition modérée, il y a soudainement une augmentation de l'intensité de l'incendie associée à une éjection massive d'huile enflammée hors du réservoir.

BOULE DE FEU

«*fire ball*»

Incendie qui brûle suffisamment rapidement pour que l'huile enflammée puisse s'élever dans les airs sous forme d'un nuage ou d'une boule.

CALOPORTEUR

Élément qui transporte la chaleur dégagée par la fission nucléaire et la transmet à l'eau ordinaire du générateur de vapeur. Dans le cas de G2, il s'agit d'eau lourde sous pression.

CATÉGORIES D'ALIMENTATION

Catégories d'alimentation correspondant aux différents niveaux de réalimentation nécessaires pour assurer en tout temps le refroidissement du combustible d'une centrale nucléaire de façon sécuritaire :

- niveau IV : alimentation par les lignes de transport du réseau;
- niveau III : alimentation par des groupes électrogènes;
- niveau II : alimentation par des batteries d'accumulateurs et des onduleurs;
- niveau I : alimentation par des batteries d'accumulateurs;
- niveau 0 : alimentation par des groupes électrogènes de secours parasismiques.

CHARGES D'URGENCE

Charges qui correspondent aux équipements nécessaires pour assurer la sûreté d'une centrale nucléaire.

CIRCUIT PRIMAIRE

Circuit de refroidissement dans lequel circule le caloporteur, et qui traverse le cœur d'un réacteur nucléaire pour en extraire la chaleur.

CIRCUIT SECONDAIRE

Circuit dans lequel l'eau ordinaire, au contact du caloporteur du circuit primaire, se transforme en vapeur pour alimenter une turbine et faire tourner un alternateur.

COGÉNÉRATION

La production combinée ou cogénération consiste à produire de l'énergie sous deux formes (électrique et thermique) à partir d'une même source. Sauf exception, on utilise une turbine à gaz pour la production de l'énergie électrique. Les gaz chauds de cette turbine sont acheminés vers un échangeur de chaleur qui produit de la vapeur pour une utilisation industrielle ou pour la production d'électricité dans une turbine à vapeur.

COMPENSATION SYNCHRONE

Amélioration de la fiabilité du réseau par l'utilisation de machines synchrones fonctionnant sans charge mécanique et échangeant de la puissance réactive avec un réseau.

COMPENSATION SÉRIE

Réduction de l'impédance des lignes d'un réseau par l'installation de condensateurs en série sur les lignes, afin d'améliorer la fiabilité du réseau.

COÛT ÉVITÉ

Somme d'argent qu'économise un réseau à qui est fournie une quantité supplémentaire d'énergie ou de puissance.

Note :.— On parlera également de coût évité lorsqu'on supprime un besoin d'énergie ou de puissance.

COÛTS MARGINAUX

Coût supplémentaire de la dernière unité de puissance ou d'énergie produite.

DÉCIBEL (dB)

Unité d'intensité sonore qui sert à mesurer la plus petite pression acoustique perceptible par l'oreille humaine.

Note :.— Le symbole du décibel est dB; dB(A) indique un niveau sonore avec pondération A.

DÉFLAGRATION

Réaction chimique d'une substance ayant une onde de réaction qui se déplace à une vitesse inférieure à la vitesse du son. Lorsque l'onde de réaction se déplace à une vitesse supérieure à celle du son, il s'agit d'une détonation.

DÉLESTAGE

Action de débrancher certains clients lors de conditions critiques pour éviter une panne de réseau ou assurer l'alimentation de clients prioritaires.

DEMANDE

Puissance appelée par les installations électriques et les appareils des clients raccordés au réseau, soit d'une façon continue (demande ou puissance de base), soit d'une façon exceptionnelle, à certaines heures du jour ou certaines périodes de l'année (demande ou puissance de pointe).

DÉPOTAGE

Action de transférer du carburant liquide dans un réservoir.

DOLLARS DE RÉALISATION

Valeur des dollars comptabilisés à la fin d'un projet, y compris les intérêts et l'inflation.

ÉCONOMIE D'ÉNERGIE

Gain sur la consommation d'énergie d'installations industrielles ou domestiques grâce à une utilisation optimale de l'énergie, à une amélioration des rendements des dispositifs énergétiques, ainsi qu'à une diminution des déperditions thermiques.

EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

L'efficacité énergétique comprend les programmes d'économie d'énergie et les programmes de gestion de la consommation. Les programmes d'économie d'énergie visent à gérer la croissance de la demande en arrivant à utiliser moins d'énergie pour obtenir des résultats comparables ou même supérieurs. Les programmes de gestion de la consommation visent à mieux répartir dans le temps la consommation globale d'énergie. C'est une modification temporaire du niveau de la demande à un moment donné ou un déplacement de la demande d'une période à une autre.

ÉMISSIVITÉ THERMIQUE

Quantité de chaleur dégagée par un feu et rejoignant un objet situé à une distance donnée du foyer. Elle dépend du degré d'absorption d'énergie thermique par le milieu situé entre l'incendie et l'objet, de la forme géométrique de l'objet, de la distance de l'incendie et des conditions de vent. L'unité de mesure est le kW/m².

ÉNERGIE

L'énergie produite par un équipement correspond à la quantité de puissance fournie pendant un temps donné. Les unités d'énergie les plus connues sont le kilowattheure (mille watts (1 000 W) pendant une heure), le mégawattheure (1 000 kilowattheures), le gigawattheure (un million de kilowattheures) et le térawattheure (un milliard de kilowattheures).

FAUNE ICHTYENNE

L'ensemble des espèces de poissons d'une région ou d'un milieu déterminé.

FIABILITÉ DU RÉSEAU

Aptitude d'un réseau à accomplir la fonction pour laquelle il a été conçu, dans des conditions données pendant un temps donné.

FIABILITÉ DE RÉALIMENTATION

Aptitude d'un réseau ou d'un ensemble d'équipements à assurer la réalimentation des charges dans des conditions et pour une période de temps déterminées.

FLUX THERMIQUE

Quantité de chaleur émise dans un temps déterminé.

FRÉQUENCE

- 1° Nombre de cycles par seconde de l'onde périodique du courant alternatif.
- 2° Nombre d'observations d'un type d'événement donné.

GROUPE TURBOALTERNATEUR

Ensemble comprenant un alternateur entraîné par une turbine.

HUILE DIÉLECTRIQUE

Huile, naturelle ou synthétique, qui possède des propriétés isolantes, c'est-à-dire qui ne conduit pas le courant électrique.

ÎLOTAGE

Processus qui consiste à isoler la centrale nucléaire du réseau en autoalimentant ses auxiliaires en énergie électrique.

LIGNE BITERNE

Ligne de transport d'énergie électrique à courant alternatif comprenant deux ensembles de conducteurs triphasés sur un même support.

MÉGAWATT

Unité de système international servant à la mesure de la puissance (active), équivalant à un million de watts (10^6 watts).

NAPPE PHRÉATIQUE

Nappe d'eau souterraine qui alimente des sources.

OFFRE

Quantité de puissance et d'énergie disponible grâce aux installations de production ainsi qu'aux achats d'électricité effectués auprès d'autres réseaux et de producteurs indépendants.

ONDE DE SURPRESSION

Surface de discontinuité des pressions liée à des caractéristiques physiques du milieu, produite par une déflagration.

PARTAGE DE RÉSERVE

Mise en commun, par des réseaux électriques interconnectés, d'une partie de leur réserve pour faire face aux avaries d'équipements de production et aux aléas de la demande.

PERTE D'ÉQUIPEMENT

Incident ou événement qui prive le réseau ou une partie du réseau d'un ou de plusieurs équipements et qui entraîne l'arrêt d'une centrale ou l'indisponibilité d'une composante.

POINTE

La demande de pointe représente la puissance maximale appelée pendant une période donnée. C'est la partie de la demande qui n'est pas présente de façon soutenue et qui vient s'ajouter, à certaines périodes de l'année, à la demande de base. La demande de fine pointe correspond quant à elle à environ 300 heures par année.

POSTE À SF₆

Type de poste constitué par de l'appareillage de coupure (disjoncteurs, sectionneurs, etc.) isolé à l'hexafluorure de soufre.

POSTE DE SECTIONNEMENT

Poste ne comportant pas de transformateur, mais seulement de l'appareillage de manœuvre, et généralement, des jeux de barres.

PROBABILITÉ

Grandeur par laquelle on mesure le caractère aléatoire d'un événement selon l'évaluation du nombre de chances d'en obtenir la réalisation.

PUISSANCE

La puissance d'un équipement est égale au produit de l'intensité du courant (en ampères) par la tension (en volts); elle est exprimée en watts et en multiples de watts (kilowatts, mégawatts, térawatts).

PUISSANCE INTERRUPTIBLE

Puissance dont la fourniture peut être interrompue selon des conditions définies par contrat.

RÉSERVE

Capacité de production disponible pour faire face aux avaries d'équipements de production et aux aléas de la demande.

RÉSERVE DE PAPIER

Réserve correspondant à des moyens autres que de l'équipement disponible sur un réseau. Elle correspond aux contrats d'achat de puissance avec les réseaux voisins, ainsi qu'aux contrats de puissance interruptible signés avec certaines industries du Québec.

RÉSERVE D'OPÉRATION (réserve d'exploitation)

Ensemble de la réserve (réserve tournante et arrêtée) au-delà de la puissance nécessaire pour alimenter la charge et qui sert à faire face à diverses situations à court terme.

RÉSERVE TOURNANTE

Capacité de production égale à la différence entre la puissance totale disponible de l'ensemble des groupes de production déjà couplés au réseau et la puissance produite par ces groupes.

RISQUE

Produit de la probabilité d'occurrence d'un événement par la conséquence de ce dernier.

SERVICES AUXILIAIRES

Ensemble des systèmes et de l'appareillage servant à assurer le bon fonctionnement des différents éléments d'une centrale.

STABILITÉ DU RÉSEAU

Aptitude du réseau à retrouver, après une perturbation, un régime établi caractérisé par le fonctionnement des génératrices en synchronisme.

SURÉQUIPEMENT

Action d'ajouter de nouveaux groupes turboalternateurs à une centrale ou à construire une nouvelle centrale sur le même emplacement sans augmenter le réservoir d'eau.

TARIFICATION DIFFÉRENCIÉE DANS LE TEMPS

Tarifification qui consiste à appliquer des tarifs différents en fonction de la demande (forte ou faible) ou des conditions saisonnières (température).

TÉRAWATTHEURE

Unité du système international servant à la mesure de l'énergie électrique et équivalant à un milliard de kilowattheures (10^9 kilowattheures).

THERMOSIPHONNAGE

Phénomène de circulation d'un fluide, le caloporteur, engendré par la convection naturelle entre la source froide du générateur de vapeur et la source chaude constituée par le combustible au sein du réacteur.

TUBE DE FORCE

Dans un réacteur nucléaire, tubes qui contiennent des grappes de combustibles et dans lesquels circule l'eau lourde sous pression (le caloporteur) afin d'évacuer la chaleur.

TURBINE À GAZ

Machine dans laquelle les gaz de combustion dilatés, provenant d'une chambre à combustion continue, sont dirigés vers les ailettes d'un rotor qu'ils font tourner à grande vitesse.

«VAPOUR CLOUD EXPLOSION»

Explosion dans l'air d'un nuage composé d'un mélange de vapeur inflammable ou de gaz, et d'air.

W BGT

Indice de température au thermomètre à globe, à boule humide.