

**BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES
SUR L'ENVIRONNEMENT**

**AUDIENCE PUBLIQUE
SUR LE PROJET DE CENTRALE À CYCLE COMBINÉ
DU SUROÎT À BEAUHARNOIS
PAR HYDRO-QUÉBEC**

MÉMOIRE
Déposé par

Jean-François Blain
Analyste en énergie

À titre individuel

4 octobre 2002

Mme Nicole Boulet, présidente

Monsieur Donald Labrie, commissaire

Monsieur Jacques Pelletier, commissaire

Madame, messieurs,

C'est à titre individuel que je vous sou mets le présent mémoire, portant sur le projet de centrale à cycle combiné du Suroît par Hydro-Québec.

Depuis plusieurs années déjà, j'interviens dans les dossiers du secteur énergétique québécois tant sur le plan professionnel, comme analyste externe dans de nombreux dossiers réglementaires des secteurs du gaz et de l'électricité, que sur le plan public dans le cadre d'entrevues, de publications, de présentations ou de débats conférence. Un sommaire de ces antécédents professionnels, publications et interventions publiques est présenté en annexe.

Le projet de centrale à cycle combiné en examen devant vous met en cause les intérêts de tous les Québécois, autant que les miens, que ce soit à titre de clients de la Société d'État, à titre de contribuables ou à titre d'actionnaires d'Hydro-Québec représentés par un fiduciaire désigné, le ministre des Finances du Québec.

Ma résidence, qui est aussi celle de mes enfants, est située à Notre-Dame de l'île Perrot, à environ 6,5 km au nord-est de l'emplacement projeté pour la centrale thermique du Suroît et en plein dans l'axe des vents les plus fréquents. À 30 ou 40 km plus loin, dans ce même axe sud-ouest / nord-est où les vents dominants transporteront la majeure partie des 2,4 millions de tonnes de CO₂ que cette centrale rejettera annuellement dans l'atmosphère, vivent entre 2,5 et 3 millions de Québécois. Les implications sociales et environnementales d'un projet de cette nature et de cette ampleur sont nécessairement considérables.

Mais d'autres intervenants feront devant vous des représentations relatives aux enjeux environnementaux, de santé publique ou de sécurité que soulève ce projet. Cependant, l'importance de ces enjeux est telle, dans le cas de ce projet, que l'application du principe de précaution, fondement de la Loi sur la qualité de l'Environnement, doit être assurée de façon rigoureuse, éclairée et conséquente.

À cet effet, la volonté de votre commission d'évaluer objectivement la justification du projet visé par la présente audience constitue une condition essentielle à la réalisation du mandat confié au Bureau d'audience publique sur l'environnement.

Ainsi, la nécessité du projet sur le plan énergétique ainsi que sa rentabilité sur le plan économique doivent être examinées et établies préalablement, sans quoi il ne saurait être justifié quelle que soit la nature de ses impacts environnementaux.

Ma contribution à la présente audience publique porte précisément sur la justification du projet. À titre d'analyste indépendant dans le secteur de l'énergie, mes tâches professionnelles consistent à recueillir et à classer des données validées, à les analyser et à les mettre en perspective. Dans le cas du présent dossier, cette analyse de la justification du projet soumis comportera cinq étapes présentées en autant de sections distinctes :

- Description des cadres législatif et réglementaire applicables aux activités d'Hydro-Québec (marché domestique), de son obligation de fournir et de son contexte de marché;
- Bilan des installations existantes (puissance installée) ainsi que de la capacité annuelle de production (énergie) d'Hydro-Québec; intégration des projets autorisés au bilan de puissance et d'énergie et croissance projetée de la capacité de production;
- Bilan des ventes d'électricité d'Hydro-Québec, 1991-2001, dans ses différents marchés; croissance, caractérisation et répartition des ventes entre catégories de clients (marché domestique) et entre le court et le long terme (marchés extérieurs); prévisions de croissance des ventes;
- Bilan de la puissance requise à la pointe de la demande hivernale 1991-2001 pour les besoins québécois, prioritaires et globaux; évolution des besoins de puissance à la pointe;
- Description des activités d'achat revente et de courtage d'Hydro-Québec dans les marchés extérieurs, évaluation de leurs coûts et bénéfices; analyse des facteurs de rentabilité et des risques financiers.

Mes recommandations à l'égard du projet sous examen seront regroupées dans la conclusion.

Par ailleurs, s'il s'avérait que le promoteur n'a pas démontré que son projet assurerait le maintien de l'intégrité de l'environnement, l'amélioration de l'équité sociale et l'amélioration de l'efficacité économique, votre commission devrait en conclure qu'il ne satisfait pas aux exigences du développement durable et, conséquemment, en recommander le rejet.

TABLE DES MATIÈRES	page
1. Mise en contexte	6
1.1 Cadres législatif et réglementaire	8
1.2 Obligation de fournir en vertu du bloc d'énergie patrimoniale	9
1.3 Évolution des marchés	10
2. Capacité actuelle et projetée du parc de production	12
2.1 Puissance installée	12
2.2 Capacité annuelle de production (énergie)	13
2.3 Croissance projetée de la puissance installée et de la capacité annuelle de production	15
3. Les ventes d'électricité d'Hydro-Québec	17
3.1 Bilan des ventes d'électricité 1991-2001	17
3.1.1 Marché domestique	17
3.1.2 Marchés extérieurs	19
3.2 Prévisions de croissance des ventes	21
4. Besoins de puissance à la pointe	23
4.1 Bilan des pointes annuelles 1991-2001	23
4.1.1 Besoins globaux	23
4.1.2 Besoins prioritaires	24
4.1.3 Besoins québécois	25
4.2 Évolution des besoins de puissance à la pointe hivernale	26

5. Marchés extérieurs	page
• Activités d'achat-revente et de courtage	29
• Revenus, coûts et bénéfices	29
• Facteurs de rentabilité et risques financiers	30
6. Perspectives de développement	32
Conclusion	35
<input type="checkbox"/> Justification à l'égard de l'obligation de fournir	
<input type="checkbox"/> Justification à l'égard des besoins prioritaires	
<input type="checkbox"/> Justification à l'égard des activités commerciales	
<input type="checkbox"/> Conformité aux objectifs de développement durable	
Recommandations	37
Annexe 1	38
Coût de fourniture de l'électricité patrimoniale par catégorie de consommateurs	
Annexe 2	39
Jean-François Blain Analyste en énergie	
Sommaire des expériences professionnelles publications, présentations et interventions publiques	

1. Mise en contexte

Depuis la nationalisation du secteur de l'électricité québécois, qui fut complétée au début des années 1960, jusqu'à la fin des années 1990, Hydro-Québec, société d'État de services publiques, a acquis une position dominante et quasi monopolistique dans ses trois secteurs d'activités traditionnels, à savoir, la production, le transport et la distribution d'électricité.

Dans le secteur de la production, elle a acquis du secteur privé ou construit des installations qui totalisent près de 32 000 MW de puissance installée, soit environ 90 % de toute la capacité de production d'électricité en territoire québécois.

Dans le secteur du transport, la société d'État a développé un réseau de transmission intégré parmi les plus vastes et les plus technologiquement avancés au monde, relié aux provinces voisines et aux États américains du nord-est par plusieurs interconnexions. Elle a joui d'un monopole d'utilisation de ce réseau jusqu'en 1997, date de son ouverture à l'utilisation par des tiers.

Dans le secteur de la distribution, Hydro-Québec s'est vue attribuer un monopole territorial sur l'ensemble du Québec qui, à l'exception de 9 municipalités et d'une coopérative ayant conservé leurs droits de distribution, lui confère des droits exclusifs sur 97 % des ventes au détail et lui impose l'obligation d'approvisionner l'ensemble des particuliers et des entreprises du Québec à des tarifs uniformes.

Un premier acte législatif, posé par le gouvernement du Québec au début des années 1980, est venu modifier profondément la mission de l'entreprise et son mode de direction. Depuis sa création, la mission de base de la société d'État consistait à fournir l'électricité aux Québécois au plus bas prix possible, c'est à dire au niveau requis pour couvrir l'ensemble de ses coûts, sans plus; l'ensemble des citoyens du Québec en étaient les actionnaires désignés. Mais, en vertu des amendements apportés à sa loi constitutive en 1981, le ministre des Finances du Québec fut désigné à titre d'unique actionnaire et Hydro-Québec devint susceptible de lui verser des dividendes annuels équivalents à la moitié de ses bénéfices nets dans la mesure où le taux de capitalisation de l'entreprise atteint ou dépasse le seuil des 25%.

La situation résultant de ces modifications législatives a été régulièrement dénoncée par l'ensemble des intervenants du secteur de l'énergie qui lui reprochait « de ne pas permettre un véritable examen des demandes de modifications tarifaires déposées par Hydro-Québec », puisqu'elles étaient traitées, sans examen approfondi, en commissions parlementaires « et surtout,

de placer le gouvernement en conflit d'intérêt potentiel, puisque l'État-défenseur de la collectivité peut être tenté, dans ses décisions, de privilégier les intérêts de l'État-actionnaire, ou même d'y introduire des considérations purement politiques. ¹»

C'est ce constat quasi unanime qui a amené la très grande majorité des intervenants du Débat public sur l'énergie (1994-1995) à se prononcer en faveur de la création d'une Régie de l'énergie. Cette volonté déboucha sur un deuxième acte législatif d'importance, soit l'adoption par l'Assemblée nationale du Québec, le 19 décembre 1996, de la Loi 50 créant la Régie de l'énergie.

Mais le premier dossier tarifaire du secteur électrique tenu devant la Régie de l'énergie – le dossier R-3398-98 visant les modalités d'établissement des tarifs de fourniture d'électricité – s'est soldé par un différend majeur opposant tous les groupes d'intervenants (unanimement favorables à l'établissement d'une réglementation initiale d'Hydro-Québec conventionnelle, c'est à dire basée sur le coût de service) et la société d'État (qui requérait pour sa part, un prix de la fourniture déduit des tarifs existants, sans divulgation des coûts, et la déréglementation du secteur de la production). Dans sa décision finale rendue en août 1998, la Régie de l'énergie rejeta les conclusions recherchées par Hydro-Québec et recommanda au gouvernement de ne pas adopter sa proposition.

Au soutien de l'avis transmis au gouvernement, la Régie soulignait en outre « que l'adoption de la proposition d'Hydro-Québec entraînerait des modifications substantielles à sa loi constitutive. La nature et l'ampleur de ces modifications visent à exempter l'activité production de toute surveillance réglementaire et ont pour effet d'hypothéquer les moyens légaux dont dispose la Régie pour s'acquitter de ses mandats statutaires, tels qu'assurer la satisfaction des besoins énergétiques et agir dans le respect du développement durable² . »

Et la Régie prenait soin de préciser également ce qui suit :

« Considérant sa loi constitutive comme adéquate pour assurer un encadrement réglementaire transparent et équitable, la Régie recommande l'entrée en vigueur de l'ensemble des articles de sa loi ainsi que l'instauration d'une comptabilité séparée et distincte selon les activités d'Hydro-Québec, soit la production, le transport et la distribution. Elle soumet de plus que les exportations et les

¹ Gouvernement du Québec, Ministère des Ressources naturelles, 1996, *Pour un Québec efficace / Rapport de la table de consultation du débat public sur l'énergie*, p.33

² Régie de l'énergie, R-3398-98, A-98-01, 11 août 1998, *Avis de la Régie de l'énergie au gouvernement du Québec concernant les modalités d'établissement et d'implantation des tarifs de fourniture d'électricité*, p.6, 2^e par.

contrats spéciaux devront faire l'objet de mécanismes réglementaires afin de s'assurer que les tarifs d'électricité des consommateurs québécois assujettis au règlement tarifaire n'interfinanceront pas ces transactions.³ »

En dépit des recommandations formulées par la Régie dans son avis A-98-01 et à l'encontre de l'opinion unanime des intervenants sur cet enjeu réglementaire fondamental, l'Assemblée nationale amenda la Loi sur la Régie de l'énergie par l'adoption, en juin 2000, du projet de loi 116, *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et autres dispositions législatives*. C'est le plus récent et, assurément, le plus lourd de conséquences des trois actes législatifs qui sont venus modifier l'encadrement des activités de la société d'État au cours des vingt dernières années.

Car ces amendements apportés à la Loi sur la Régie de l'énergie, conformes aux termes et objectifs de la proposition d'Hydro-Québec, ont eu pour principal effet de soustraire le secteur de la production d'électricité de toute juridiction réglementaire. Résultat : alors que la création de la Régie de l'énergie devait contribuer à résoudre la situation de conflit d'intérêt entre les rôles de l'État - actionnaire d'Hydro-Québec, législateur et représentant présumé de l'intérêt public - la déréglementation du secteur de la production a perpétué ce conflit d'intérêt, l'a aggravé, l'a exacerbé.

1.1 Cadres législatif et réglementaire

Suite aux modifications apportées à sa loi constitutive, les compétences que peut exercer la Régie de l'énergie en matière d'électricité sont restreintes aux secteurs du transport et de la distribution. Ainsi, elle peut « fixer ou modifier les tarifs ou les conditions auxquels l'électricité est transportée par le transporteur d'électricité ou distribuée par le distributeur d'électricité⁴ » mais, pour ce qui est du prix applicable à la production, elle doit s'en référer au tarif de fourniture établi par décret ministériel à un coût moyen de 2,79 ¢ / kilowattheure⁵, pondéré selon les caractéristiques de consommation de chaque catégorie de consommateurs, tel que détaillé à l'Annexe 1 de la loi⁶.

³ Régie de l'énergie, R-3398-98, A-98-01, 11 août 1998, p.6, 4^e par.

⁴ Gouv. du Québec, L.R.Q., c. R-6.01., Loi sur la Régie de l'énergie, chap. III, art. 31, 1^{er} alinéa.

⁵ Gouv. du Québec, L.R.Q., c. R-6.01., Loi sur la Régie de l'énergie, chap. IV, art. 52.

⁶ Les dispositions relatives aux tarifs de fourniture applicables aux différentes catégories de consommateurs en vertu de l'Annexe 1 de la loi sont reproduites en annexe du présent document.

1.2 L'obligation de fournir les besoins québécois

L'obligation faite à Hydro-Québec, dans ses activités de production, d'approvisionner les clients québécois via Hydro-Québec, dans ses activités de distribution monopolistiques, est dorénavant limitée aux premiers 165 TWh de consommation annuelle. Au-delà des premiers 165 TWh de consommation, garantis au prix moyen de la fourniture (2,79 ¢ / kWh), la division Distribution d'Hydro-Québec doit procéder par voie d'appels d'offres pour combler ses besoins d'approvisionnements additionnels⁷.

D'ailleurs, en vertu de ces nouvelles dispositions de la loi encadrant l'approbation du plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec dans ses activités de Distribution, la société d'État a procédé à un premier appel d'offres pour obtenir des approvisionnements de 1200 MW⁸, livrables à compter de 2007, afin de satisfaire les besoins québécois excédant le bloc d'énergie patrimoniale de 165 TWh.

Ce sont là le cadre législatif et le processus réglementaire prévus pour tout fournisseur, y compris Hydro-Québec dans ses activités de production, qui désire participer aux appels d'offres du distributeur visant la satisfaction des besoins d'électricité québécois excédant le bloc d'énergie « patrimoniale » de 165 TWh.

Hydro-Québec Production n'a cependant pas jugé utile de soumettre une offre pour approvisionner le distributeur à partir de sa centrale projetée du Suroît dans le cadre de ce processus. Dans ces circonstances, comment Hydro-Québec peut-elle affirmer que la production de son éventuelle centrale thermique serait destinée, même en partie, à satisfaire les besoins additionnels du Québec ?

Cette question a été posée à plusieurs reprises aux représentants d'Hydro-Québec pendant la première phase des audiences publiques mais aucune réponse satisfaisante n'a été fournie. Il faut en conclure que **la centrale projetée du Suroît ne peut pas, en vertu des cadres législatif et réglementaire actuels, être considérée comme une source d'approvisionnement future pour la satisfaction des besoins additionnels du distributeur.**

⁷ Gouv. du Québec, L.R.Q., c. R-6.01., Loi sur la Régie de l'énergie, section II, art. 74

⁸ Voir Régie de l'énergie, R-3470-2001, D-2002-169, 2 août 2002/10/04

Voir également, la Liste des soumissions acceptées à l'ouverture des soumissions, 14 juin 2002, pièce déposée au dossier par Hydro-Québec sous la cote DA5.

1.3 L'évolution des marchés

En raison principalement des obligations associées à son monopole de distribution en territoire québécois, les ventes d'Hydro-Québec ont été réparties, bon an mal an, dans des proportions générales de 90 % pour son marché domestique et de 10 % pour ses marchés extérieurs. Ces proportions ont peu changé au cours des dernières années, en dépit de la transformation des structures de marché qui ont touché l'ensemble des États américains et la plupart des provinces canadiennes.

De l'avis de l'ensemble des observateurs du secteur énergétique, le marché québécois de l'électricité est arrivé à maturité et sa croissance très lente des dernières années serait même presque nulle si elle n'était soutenue par l'augmentation de la demande du secteur industriel. Différents facteurs expliquent cette situation : la très faible croissance démographique du Québec, la fin des conversions massives des énergies combustibles vers l'électricité pour le chauffage résidentiel, l'amélioration de la performance de certains appareils électroménagers, la saturation des consommateurs en terme de possession d'appareils électriques ainsi que le niveau croissant d'endettement des ménages

En territoire québécois, la division Production d'Hydro-Québec, qui dispose d'une capacité annuelle de production de 194 TWh, n'a plus qu'une obligation de fournir de 165 TWh à l'égard des obligations monopolistiques de sa division Distribution. C'est donc dire qu'une partie de sa production annuelle est ainsi « libérée » de tout obligation à l'égard des clients québécois et mise en disponibilité pour revente à la discrétion de son actionnaire dans le(s) marché(s) de son choix. Les projets d'investissements de la division Production, tout comme ses activités d'achat-revente et de courtage échappent à toute juridiction réglementaire.

Le réseau du transport d'électricité, placé sous la responsabilité de la division TransÉnergie, est maintenant ouvert à l'usage par des tiers. À titre d'opérateur du réseau, la division TransÉnergie doit afficher les tarifs applicables aux services de transport qu'elle offre de manière à en garantir l'accès et à en assurer un usage non discriminatoire. C'est le tarif de transport « timbre-poste » qui s'applique uniformément pour tous les clients de charge locale (clients québécois) alors que le tarif de transport « point à point » s'applique à toute réservation de transit ou d'exportation conclue avec un utilisateur, qu'il s'agisse d'un producteur ou d'un grossiste (courtier).

L'utilisateur du réseau de transport, en plus de payer le tarif applicable, doit fournir à TransÉnergie un excédant de puissance de 7% au point de réception pour couvrir les pertes électriques dans le réseau. Bref, un producteur qui conclue une réservation de capacité auprès de TransÉnergie pour une livraison de 1000 MW devra fournir 1070 MW pour couvrir les pertes. Ces règles d'encadrement des opérations du réseau de transport, calquées sur les normes américaines dictées par la FERC⁹, sont applicables à tous les utilisateurs, incluant la division Production d'Hydro-Québec.

Enfin, la division Distribution conserve son monopole de distribution puisque seul le marché de gros (transport) a été ouvert à la concurrence. Le prix qu'elle facture pour la portion « production » de la facture de ses clients est maintenant établi à l'Annexe 1 de la Loi sur la Régie de l'énergie à 2,79¢ / kWh en moyenne. S'y ajoute le coût du transport correspondant au tarif « timbre-poste » applicable, sujet à l'approbation de la Régie de l'énergie ainsi que les coûts de distribution, également réglementés¹⁰, pour les catégories auxquelles ils s'appliquent¹¹. Elle procède par appels d'offres pour obtenir les approvisionnements requis par la demande québécoise excédant les premiers 165 TWh de consommation annuelle.

Les ventes d'Hydro-Québec dans les marchés extérieurs, qui étaient jadis conclues principalement en vertu de contrats à long terme, ont évolué vers des transactions presque exclusivement de court terme. En effet, avec la déréglementation des marchés, l'apparition de nouveaux fournisseurs et courtiers en énergie, l'accès accru aux réseaux de transport, et l'avènement d'un marché « spot » dans lequel les prix varient souvent dans des proportions considérables sur des périodes aussi courtes quelques heures, l'électricité est devenue une marchandise transigée à très court terme sur une base extrêmement spéculative.

Cette ouverture des marchés comporte des inconvénients tout autant que des avantages sur lesquels nous reviendrons dans la section 5.

⁹ FERC : Federal Energy Regulation Agency. Voir les ordonnances 888 et suivantes via le site du Federal Department of Energy

¹⁰ Voir Régie de l'énergie, dossier R-3492-2002 en cours.

¹¹ Tous les clients dont les installations de raccordement au réseau sont d'un niveau de tension de 44 KV ou plus sont présumés être raccordés directement au réseau de transport et exemptés des coûts de distribution. C'est le cas, notamment, des clients industriels au tarif L haute tension.

2. Capacité du parc de production

La capacité installée (puissance) du parc de production d'Hydro-Québec, de même que sa capacité de production annuelle (énergie), seront d'abord détaillées ci-dessous en regard au parc existant.

Elle seront ensuite ajustées sur une base prévisionnelle en y intégrant les projets de nouvelles centrales déjà approuvés et les approvisionnements additionnels pour lesquels la division Distribution a obtenu l'aval de la Régie de l'énergie. Nous pourrons ainsi comparer ultérieurement l'évolution de la capacité de production d'Hydro-Québec avec les prévisions de croissance de ses ventes et ses besoins futurs en puissance à la pointe.

Cette démarche nous permettra d'établir sur la base de critères objectifs la justification, ou l'absence de justification, du projet de centrale du Suroît en regard des ajouts de capacité déjà acquis par Hydro-Québec et de ses besoins futurs en puissance et en énergie.

2.1 Puissance installée

Hydro-Québec, au 31 décembre 2001

centrales hydroélectriques	28 906 MW
centrales thermiques	2 266 MW
éolienne	2 MW
total de ses propres installations	31 174 MW
CFLco (en exclusivité jusqu'en 2016, renouvelable pour un autre 25 ans)	5 428 MW
CFLco (puissance additionnelle garantie du 1er nov au 31 mars jusqu'en 2041)	682 MW
engagements (en vertu de 77 contrats d'achat d'électricité de producteurs privés jusqu'en 2029)	810 MW
programme de puissance interruptible (clients industriels)	500 MW
total de la puissance disponible	38 594 MW
moyens de réserve (capacité simultanée des interconnexions aux réseaux voisins)	7 000 MW

Le tableau ci-dessus trace le portrait du parc de production d'Hydro-Québec au 31 décembre 2001. Outre ses propres installations d'une puissance installée de 31 174 MW, Hydro-Québec dispose en exclusivité d'approvisionnements additionnels garantis en vertu de contrats à long terme.

Pour les fins du présent exercice, afin de conserver les valeurs de référence à l'intérieur de paramètres conservateurs, nous ne tiendrons pas compte de la capacité des interconnexions (7000 MW) dans le bilan de la puissance qui pourrait être mise en disponibilité. La capacité des interconnexions, en effet, ne peut être utilisée en mode importation que dans la mesure où des quantités d'énergie suffisantes sont disponibles dans les réseaux voisins. Nous ne prendrons pas plus en compte les 500 MW de puissance interruptible qu'Hydro-Québec peut récupérer ponctuellement de certains clients industriels pour rencontrer les pointes de la demande car la mobilisation de cette puissance interruptible peut être affectée par diverses restrictions contractuelles.

Déduction faite de ces deux éléments, **le bilan de la puissance dont Hydro-Québec disposait en exclusivité au 31 décembre 2001 s'établit à 38 100 MW.**

Pour les fins du calcul de la capacité annuelle de production en énergie, nous soustrairons également du bilan de puissance disponible les $\frac{3}{4}$ des 682 MW de puissance additionnelle en provenance de Churchill Falls qui ne sont garantis que 5 mois par année, soit du 1^{er} novembre au 31 mars. **La valeur de la puissance disponible, arrondie (à la baisse), qui servira au calcul de la capacité annuelle de production en énergie sera donc de 37 500 MW.**

2.2 Capacité annuelle de production en énergie

Le calcul de la production théorique d'énergie, sur une base annuelle, à partir d'une puissance installée d'une valeur donnée se fait selon la formule suivante :

$$\text{Puissance installée} \times 24 \text{ (heures)} \times 365 \text{ (jours)} = \text{Énergie (par an)}$$

Ainsi, l'énergie que pourrait produire annuellement une centrale d'une puissance installée de 1 MW serait de 8760 MWh, ou 8,67 GWh. Mais pour que la capacité théorique de production annuelle d'énergie d'une installation donnée se réalise à 100%, il faudrait que les turbines tournent à plein régime 24 heures par jours et 365 jours par année et, dans le cas des centrales hydrauliques, que la disponibilité en eau soit constante pour ne pas dire illimitée.

En réalité, ces deux conditions ne sont jamais réunies car, même dans l'éventualité où la disponibilité en eau excéderait la capacité de production d'une centrale, il faut prévoir des périodes d'entretien des équipements pendant lesquelles, minimalement, une partie des turbines (de la puissance installée) est à l'arrêt. La quantité d'énergie produite annuellement par une centrale dépend donc de son **facteur d'utilisation**. On parlera d'un facteur d'utilisation (F.U.) de 50 % dans le cas d'une centrale qui fonctionne à pleine capacité la moitié du temps ou dans le cas d'une centrale dont la moitié des turbines (50 % de la capacité) fonctionne en alternance sur une base continue. La production annuelle d'énergie d'une centrale de 1 MW, à un facteur d'utilisation de 50 %, sera donc de : $1 \text{ MW} \times 24 \text{ h} \times 365 \text{ j} \times 50 \% (\text{F.U.}) = 4380 \text{ MWh}$.

Le tableau suivant illustre le rapport existant entre la puissance fournie et la consommation d'énergie dans le temps (ou la production énergétique équivalente).

PUISSANCE (alimentation)	ÉNERGIE (consommation)		
	1 heure	1 journée	1 an
1 kW (plinthe élect. 1000 W)	1 kWh	24 kWh	8760 kWh
1 MW (1 000 kW)	1MWh	24 MWh	8760 MWh
1 GW (1 000 000 kW)			
1 TW (1 000 000 000 kW)	1 TWh	24 TWh	8760 TWh

Comme le parc de production d'Hydro-Québec fonctionne à un facteur d'utilisation d'environ 60 %, ce F.U. doit être considéré comme le plus approprié pour évaluer la capacité réelle de production d'énergie sur une base annuelle en fonction de la puissance disponible telle qu'établie précédemment. À titre indicatif, le tableau qui suit fournit également la production annuelle d'énergie qui résulterait de l'application d'autres F.U. à la même puissance installée.

PUISSANCE DISPONIBLE	PRODUCTION ANNUELLE D'ÉNERGIE			
	F.U. 40%	F.U. 60%	F.U. 80%	F.U. 100%
37 500 MW	131,4 TWh	197,1 TWh	262,8 TWh	328,5 TWh

La capacité annuelle de production en énergie d'Hydro-Québec, compte tenu de la puissance disponible et d'un facteur d'utilisation de 60%, est estimée à 197 TWh pour l'année 2002.

La quantité réelle d'énergie produite en une année peut être influencée à la hausse ou à la baisse par l'abondance ou la rareté des précipitations (hydraulicité). Cependant, un facteur d'utilisation de 60% est conforme et représentatif du rendement réel du parc de production d'Hydro-Québec au cours des dernières années. Il faut par ailleurs tenir compte des pertes électriques encourues lors du transport et de la distribution, des pertes de l'ordre de 7%, pour établir la capacité annuelle de livraison d'énergie. Ainsi, avec une production annuelle de 197 TWh, les pertes électriques atteignent près de 14 TWh laissant une **capacité annuelle de livraison de 183 TWh**.

2.3 Ajouts prévus en puissance et en énergie

Hydro-Québec a fourni une liste des projets actuellement en construction (déposée sous la cote DA 11) et dont la mise en service est prévue entre 2003 (Ste-Marguerite) et 2008 (Eastmain). Ces projets, qui ont tous franchi les étapes d'autorisation, totalisent 2222 MW de puissance additionnelle. Il s'agit de :

PROJET	Mise en service (année)	Puissance (MW)	Énergie (TWh)
Ste- Marguerite-3	2003	882	2,7
Grand-Mère	2004	70	0,2
Toulnustouc	2005	526	2,6
Outardes-3 (ré-équipement)	2003-2006	264	n.a.
Eastmain	2008	480	2,7
Total		2222 MW	

De plus, dans le cadre de l'examen du plan d'approvisionnement de la division Distribution d'Hydro-Québec (R-3470-2001), la Régie de l'énergie a autorisé la tenue d'un premier appel d'offres pour la satisfaction des besoins éventuels excédant les premiers 165 TWh. Hydro-Québec a ainsi reçu le feu vert pour l'acquisition de **1200 MW** de puissance additionnelle livrable à compter de 2007.

Intégrons donc ces ajouts de puissance et d'énergie à la capacité de production actuelle de la Société d'État. Cela nous permettra ensuite de comparer la croissance de la capacité du parc de production avec les besoins futurs en puissance et en énergie.

Année	Ajout (MW)	Puissance disponible	Énergie prod. (F.U. 60%)	Énergie livrable (après pertes)
2002		37 500 MW	197,1 TWh	184,2 TWh
2003	882	38 382 MW	201,7 TWh	188,5 TWh
2004	70	38 452 MW	202,1 TWh	188,9 TWh
2005	526	38 978 MW	204,9 TWh	191,5 TWh
2006	264	39 242 MW	n.a.	n.a.
2007	1200*	39 842 MW	209,4 TWh	195,7 TWh
2008	480	40 322 MW	211,9 TWh	198 TWh

- engagements contractuels pour des livraisons en puissance à compter de 2007, autorisées par la Régie , R-3470-2001. Puisque 600 des 1200 MW retenus parmi les soumissions déposées proviennent d'installations existantes, 600 MW seulement ont été ajoutés à la puissance disponible comptabilisée pour l'année 2007.

Ces prévisions relatives à la puissance disponible et à la capacité de production annuelle ne tiennent pas compte des différents projets d'Hydro-Québec encore à l'étape de demande d'autorisation ou à l'étude, à savoir : centrale du Suroît, Mercier, certaines dérivations partielles (réservoir Pimucan), Péribonka, EM-1 / Rupert, Rapides-des-cœurs / Chute Allard. Ces autres projets représenteraient des ajouts de puissance additionnels de 2225 MW, ou 1425 MW en excluant le projet du Suroît.

En résumé, en ajoutant à la puissance dont dispose actuellement Hydro-Québec la capacité additionnelle des projets déjà approuvés (2222 MW) et les engagements contractuels de 1200 MW autorisés par la Régie de l'énergie (dont 600 MW considérés comme ajout de puissance) , **la puissance totale à la disposition d'Hydro-Québec passerait de 37 500 MW en 2002 à 40 322 MW en 2008.** Pendant cette même période, **sa capacité annuelle de production passerait de 197,1 TWh (184,2 TWh après pertes) à 211,9 TWh (198 TWh après pertes).**

3. Les ventes d'électricité d'Hydro-Québec

Le tableau suivant, dont les données sont tirées des Rapports annuels d'Hydro-Québec, présente l'ensemble des ventes de la société d'État sur l'horizon 1991-2001, tant dans son marché domestique que dans les marchés extérieurs.

Fait à noter, alors que la colonne présentant les ventes au Québec trace un portrait fidèle des ventes totales nettes de la société d'État en territoire québécois, la colonne affichant le total des ventes hors Québec est beaucoup plus complexe à interpréter puisque son analyse nécessite la prise en compte des achats d'électricité et de combustible qui furent de plus en plus importants au cours des dernières années.

3.1 Bilan des ventes d'électricité 1991-2001

Ventes d'électricité			
1991-2001			
(GWh)			
	Québec	hors Québec	ventes totales
1991	127 231	9 815	137 046
1992	131 962	12 591	144 553
1993	136 978	15 121	152 099
1994	139 002	19 053	158 055
1995	142 036	23 946	165 982
1996	144 510	18 892	163 402
1997	147 291	15 242	162 533
1998	142 808	18 565	161 373
1999	146 989	24 723	171 712
2000	152 757	37 323	190 080
2001	152 212	42 814	195 026

3.1.1 Marché domestique

Le tableau précédent donne un aperçu de la croissance des ventes domestiques d'Hydro-Québec sur l'horizon 1991-2001. On peut notamment observer que cette croissance fut assez rapide pendant la première moitié de cette décennie mais beaucoup plus lente par la suite. L'année 1998 doit être considérée comme exceptionnelle et non représentative statistiquement compte tenu des ventes perdues pendant la crise du verglas. Les ventes ont néanmoins régressé de

1997 à 1999 ainsi qu'en 2001 par rapport à l'année précédente. De 1997 à 2001, le taux moyen de croissance annuelle des ventes a été inférieur à 1% (0,8%).

Voyons maintenant comment ces ventes domestiques se sont réparties entre les différentes catégories de clients québécois.

Ventes d'électricité au Québec 1991-2001

par secteurs (en GWh)

	domestestique et agricole	générale et institutionnelle	industrielle	totales
1991	46 250	28 264	48 087	127 231
1992	49 221	28 176	49 766	131 962
1993	49 282	28 358	54 646	136 978
1994	49 437	28 315	56 580	139 002
1995	48 842	29 108	59 254	142 036
1996	50 294	29 158	59 797	144 510
1997	51 246	29 560	61 837	147 291
1998	47 701	28 815	61 773	142 808
1999	49 315	29 765	63 409	146 989
2000	51 666	30 490	65 950	152 757
2001	50 850	30 360	66 343	152 212

Note : la catégorie « Autres » qui inclut l'éclairage public et les transports n'est pas représentée dans ce tableau ce qui explique la différence d'environ 4 600 GWh entre le total des trois premières colonnes et les ventes totales inscrites à l'extrême droite.

Le tableau des ventes québécoises, ci-dessus, dont les données sont tirées des Rapports annuels d'Hydro-Québec, démontre bien que la majeure partie de la croissance de la consommation québécoise entre 1991 et 2001 est attribuable au secteur industriel. Ce secteur, à lui seul, s'est accaparé 73% de toute la croissance nette de la consommation québécoise d'électricité (18 256 GWh des 24 981 GWh de consommation additionnelle).

De 1991 à 2001, le taux annuel moyen de croissance de la consommation du secteur industriel est de plus de 3% alors qu'il est inférieur à 1% dans le cas des secteurs domestique et agricole ainsi que générale et institutionnelle. Notons également que le taux moyen de croissance annuelle a fléchi, même pour le secteur industriel, de 1997 à 2001, pour s'établir à moins de 2%.

Pour le secteur domestique et agricole, le taux moyen de croissance annuelle a été presque nul de 1996 à 2001 et négatif pour la période 1997-2001. Les ventes au secteur de clientèle générale et institutionnelle pour la période 1995-2001 ont pour leur part progressé à un taux annuel moyen de 0,7%.

Pour conclure cette section, je désire signaler à la Commission que les prévisions de ventes présentées par Hydro-Québec dans le cadre de ses Plans stratégiques, depuis 1997, et précédemment dans ses Plans de développement, se sont toujours avérées supérieures à la consommation réelle des années couvertes par les exercices prévisionnels et ce, par des marges significatives.

En résumé, compte tenu des tendances observables, les scénarios de croissance à retenir pour établir des **prévisions de ventes crédibles** devraient comporter des **taux de croissance annuelle** situés dans la fourchette comprise **entre 0,8% (scénario faible) et 1,4% (scénario fort)**.

3.1.2 Marchés extérieurs

Comme je l'ai mentionné précédemment, les ventes d'Hydro-Québec dans les marchés extérieurs se sont radicalement transformées depuis le début de la déréglementation des marchés. Depuis 1997 en particulier, le volume des transactions d'Hydro-Québec dans les marchés extérieurs a connu une croissance fulgurante.

Hydro-Québec ne se contente plus d'exporter. Elle achète pour revendre des quantités importantes d'électricité, tentant de profiter des fluctuations fréquentes et accentuées des prix dans un marché de court terme. En 2001, par exemple, la société d'État a vendu 42,4 TWh d'énergie hors Québec mais, de ce total, seulement 10,2 TWh d'électricité avaient été produits au Québec, les 32,2 TWh restant ayant été achetés dans les marchés extérieurs¹².

Le tableau suivant regroupe des données tirées des Rapports annuels d'Hydro-Québec pour la période 1997-2001. Il permet de constater l'évolution des ventes d'électricité hors Québec, leur répartition entre le court et le long terme, les revenus générés par ces ventes et les achats d'électricité et de combustible pour ces mêmes années.

¹² Hydro-Québec, Rapport annuel 2001, p.55.

VENTES D'HYDRO-QUÉBEC / MARCHÉS EXTÉRIEURS					
	1997	1998	1999	2000	2001
long terme GWh	8 072	8 101	8 711	6 844	4 116
court terme "	<u>7 170</u>	<u>10 464</u>	<u>16 012</u>	<u>30 479</u>	<u>38 698</u>
total "	15 242	18 565	24 723	37 323	42 814
Produits des ventes					
long terme M\$	350	391	427	377	326
court terme "	<u>246</u>	<u>423</u>	<u>624</u>	<u>2 003</u>	<u>2 794</u>
total "	596	814	1 051	2 380	3 120
Achats d'électricité et de combustible					
en M\$	529	899	1 109	2 408	3 532

Ce tableau permet de dégager quelques constats :

- globalement, les ventes dans les marchés extérieurs ont connu une croissance fulgurante de 1997 à 2001, attribuable en totalité à l'explosion des ventes à court terme, les ventes à long terme ayant même régressé significativement;
- le produit des ventes hors Québec est passé de 596 M\$ en 1997 à 3,120 G\$ en 2001, en hausse de 2,524 G\$;
- le coût des achats d'électricité et de combustible est passé de 529 M\$ en 1997 à 3,532 G\$ en 2001, en hausse de 3,003 G\$.

Le coût des achats d'électricité et de combustible au cours de cette période est plus élevé que l'ensemble des revenus tirés des ventes dans les marchés extérieurs. Et la croissance de ces coûts est de 500 M\$ plus élevée que la croissance des produits des ventes.

Si, comme il est indiqué à la page 55 du Rapport annuel 2001 d'Hydro-Québec, « les achats d'électricité à court terme directement reliés aux transactions de courtage d'énergie hors Québec expliquent la quasi totalité de cette croissance », ces chiffres soulèvent à eux seuls un sérieux doute sur la rentabilité réelle des opérations commerciales non réglementées d'Hydro-Québec.

3.2 Prévisions de croissance des ventes

Compte tenu de l'ensemble des observations énumérées à la section 3.1.1, de l'évolution historique de la consommation québécoise d'électricité et des principaux facteurs spécifiques à l'économie québécoise, les trois scénarios prévisionnels basés, du plus faible au plus fort, sur des taux de croissance annuels de 0,8%, 1,1% et 1,4% respectivement, permettent de projeter les consommations annuelles d'électricité suivantes pour le marché domestique d'Hydro-Québec dans l'horizon 2001-2011 :

En TWh

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
A	152,2	153,4	154,6	155,9	157,1	158,4	159,7	160,9	162,2	163,5	164,8
B	152,2	153,9	155,6	157,3	159	160,8	162,5	164,3	166,1	167,9	169,8
C	152,2	154,3	156,5	158,7	160,9	163,2	165,4	167,8	170,1	172,5	174,9

A : scénario faible / 0,8% B : scénario moyen / 1,1% C : scénario fort / 1,4%

Ces prévisions de la croissance de la consommation d'électricité n'ont pas été ajustées pour tenir compte de l'entrée en opération de l'aluminerie Alouette au cours de l'année 2005. Comme les installations de ce nouveau client industriel majeur consommeront environ 4,25 TWh d'énergie annuellement, ce qui est une quantité importante, cet ajout aux besoins québécois rend, à lui seul, le scénario prévisionnel le plus faible assez improbable.

L'éventail des prévisions les plus probables en ce qui concerne le niveau de consommation **pour l'année 2011** irait donc **de 170 à 180 TWh** pour tenir compte de l'implantation de ce nouveau client.

La puissance additionnelle requise pour l'approvisionnement de l'aluminerie Alouette, 500 MW, sera prise en compte dans l'établissement des prévisions de besoins de puissance présentée dans la section suivante.

Pour fin de comparaison, les prévisions présentées par Hydro-Québec¹³ dans le cadre du dossier R-3470-2001 de la Régie de l'énergie sont reproduites ci-dessous.

En TWh

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
A	153,0	149,9	156,0	157,3	156,9	157,1	157,5	158,3	158,1	158,6	159,0
B	154,3	154,8	160,2	163,8	165,5	167,2	168,8	170,8	171,7	173,2	174,6
C	155,4	160,0	167,0	171,1	174,5	178,7	182,2	186,2	188,5	191,4	194,7

A : scénario faible B : scénario moyen C : scénario fort

Enfin on peut estimer la capacité d'Hydro-Québec de satisfaire les besoins futurs du Québec en énergie en regroupant dans un même tableau les données sur la capacité de production annuelle ajustée en fonction des projets déjà autorisés (tableau de la section 2.4, page 16) et le scénario fort (taux de 1,4%) des prévisions de ventes telles qu'établies à la page précédente (section 3.2).

**Tableau comparatif de
 la capacité de production projetée vs
 les prévisions de ventes (en TWh)**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
capacité		197,1	201,7	202,1	204,9	-	209,4	211,9			
- pertes		184,2	188,5	188,9	191,5	-	195,7	198			
ventes	152,2	154,3	156,5	158,7	160,9	163,2	165,4	167,8	170,1	172,5	174,9

En ne considérant que les projets déjà autorisés, **la capacité annuelle de production du parc d'Hydro-Québec**, à un F.U. de 60%, pour les années 2002 à 2008, même après déduction des pertes de transport, **excédera de + ou - 30 TWh la consommation annuelle d'électricité des clients québécois** estimée sur la base d'un scénario de croissance moyen / fort. En conséquence, **le projet de centrale du Suroît ne peut pas se justifier en vertu d'un resserrement du bilan offre-demande tel qu'allégué par le promoteur.**

¹³ Régie de l'énergie, R-3470-2001, D-2002-169, p. 9.

4. Besoins de puissance à la pointe

La section qui suit traite des besoins de puissance requis par Hydro-Québec pour satisfaire la demande de la pointe hivernale. Selon que la puissance requise soit destinée à satisfaire la demande des clients québécois, la demande résultant de contrats fermes ou la conclusion de ventes à court terme, les « besoins » de puissance d'Hydro-Québec sont désignés de diverses manières.

Clarifions d'abord la signification des termes employés :

- besoins québécois : il s'agit des besoins de l'ensemble des clients réguliers au Québec, clients faisant partie du territoire exclusif de distribution;
- besoins prioritaires : il s'agit de l'ensemble des obligations d'approvisionnement d'Hydro-Québec, soit la somme des besoins des clients réguliers au Québec et des obligations découlant des contrats à long terme;
- besoins globaux : il s'agit de la somme des besoins des clients réguliers au Québec, des obligations découlant des contrats à long terme et des ventes discrétionnaires à court terme.

4.1 Bilan des pointes annuelles 1991-2001

Les « besoins globaux » de puissance à la pointe de la demande hivernale sont publiés par Hydro-Québec dans son rapport annuel. Puisque ces données sont complètes et officielles et qu'elles correspondent à la puissance requise pour l'ensemble des ventes conclues par Hydro-Québec à la pointe hivernale, nous les établissons en premier lieu.

4.1.1 « Besoins globaux »¹⁴

Puissance requise à la pointe pour satisfaire les
BESOINS GLOBAUX d'Hydro-Québec (MW)

91-92	92-93	93-94	94-95	95-96	96-97	97-98	98-99	99-00	00-01	01-02
32 040	30 070	33 600	35 443	33 594	34 642	32 305	35 275	35 577	33 767	32 616

¹⁴ Il y a lieu de s'interroger sur l'inclusion des ventes à court terme, conclues sur une base entièrement discrétionnaire, dans le bilan de la puissance requise pour satisfaire la pointe de la demande hivernale; ces ventes n'étant pas obligatoires, la puissance qui y est associée ne devrait pas être considérée à titre de « besoin ».

4.1.2 Besoins prioritaires

Parmi les documents déposés par le promoteur dans la première partie de l'audience, se trouve, sous la cote DA26, l'historique des pointes annuelles des besoins québécois pour la période 1991-2001. Ce tableau semble plutôt représenter les besoins prioritaires d'Hydro-Québec à la pointe de la demande hivernale, ce qui inclurait, en plus de la puissance requise pour les clients réguliers du Québec, celle destinée aux ventes fermes à l'exportation.

De plus, lorsque l'on compare les valeurs présentées dans la pièce DA26 avec les données relatives aux besoins prioritaires à la pointe annuelle publiées dans les rapports annuels d'Hydro-Québec¹⁵, on constate que les valeurs présentées par le promoteur à titre de pointes annuelles des besoins québécois ne correspondent aux besoins prioritaires des rapports annuels que pour les hivers 1991-1992 et 1992-1993. Pour les hivers suivants, les valeurs présentées par Hydro-Québec comme besoins québécois à la pièce DA26 sont plus élevées que les valeurs associées aux besoins prioritaires dans ses rapports annuels, ce qui est impossible.

Pointes annuelles des besoins québécois (pièce DA26) en MW

91-92	92-93	93-94	94-95	95-96	96-97	97-98	98-99	99-00	00-01	01-02
29922	28131	30656	31780	31242	31245	29206	31995	31469	30412	30091

Pointes annuelles des besoins prioritaires (rapports annuels) en MW

91-92	92-93	93-94	94-95	95-96	96-97	97-98	98-99	99-00	00-01	01-02
29922	28131	30609	31531	31119						

Compte tenu de l'impossibilité de réconcilier ces données, en apparence contradictoires, une seule conclusion s'impose : les données présentées par Hydro-Québec dans la pièce DA26 correspondent aux pointes annuelles des besoins prioritaires, incluant les ventes à long terme hors Québec, et non pas aux pointes annuelles des besoins québécois seulement, comme son titre l'indique.

La commission devrait exiger du promoteur qu'il dissipe toute confusion relative à ces données, qu'il précise notamment si les valeurs présentées à la pièce DA26 correspondent aux pointes annuelles des besoins prioritaires ou des

¹⁵ Depuis 1996, seule la puissance requise pour les « besoins globaux » à la pointe annuelle est présentée dans les rapports annuels d'Hydro-Québec.

besoins québécois et qu'il explique les différences entre les données de la pièce DA 26 et celles des rapports annuels en ce qui concerne les années 93-94 à 95-96.

4.1.3 Besoins québécois

À partir des données incomplètes et contradictoires qui sont disponibles, les besoins québécois à la pointe annuelle ne sauraient être établis qu'en transposant les quantités d'énergie vendues en puissance équivalente, tant en ce qui concerne les ventes aux clients réguliers québécois que les ventes à long terme et celles à court terme hors Québec.

Mais comme la répartition des ventes annuelles (Québec vs hors Québec, court terme vs long terme) ne correspond pas nécessairement à la répartition de la puissance utilisée à la pointe entre les différents besoins, les valeurs ainsi estimées ne refléteraient vraisemblablement pas la réalité ponctuelle des pointes annuelles de la demande.

Néanmoins, pour éclairer la commission sur la marge de manœuvre dont dispose Hydro-Québec pour satisfaire l'ensemble de ses besoins en puissance au moment de la pointe hivernale, il demeure possible de comparer les besoins « globaux » (section 4.1.1) et les besoins prioritaires (section 4.1.2) de puissance à la pointe annuelle pour les années 1991-2001. Et, en soustrayant les besoins prioritaires des besoins « globaux », on obtiendra la puissance dédiée à des ventes court terme hors Québec au moment de la pointe annuelle pour chacune de ces années.

Besoins « globaux » de puissance à la pointe
Besoins prioritaires de puissance à la pointe
Puissance dédiée aux ventes à court terme hors Québec lors de la pointe
(en MW)

91-92	92-93	93-94	94-95	95-96	96-97	97-98	98-99	99-00	00-01	01-02
32040	30070	33600	35443	33594	34642	32305	35275	35577	33767	32616
29922	28131	30656	31780	31242	31245	29206	31995	31469	30412	30091
2118	1939	2944	3663	2352	3397	3099	3280	4108	3355	2525

Les données produites par Hydro-Québec démontrent que, pour les années 1991 à 2001, la société d'État a pu dédier de 2000 à 4000 MW de puissance à des ventes discrétionnaires à court terme même au moment de la pointe hivernale de la demande.

4.2 Évolution des besoins de puissance à la pointe hivernale

La puissance requise pour satisfaire les besoins prioritaires d'Hydro-Québec à la pointe annuelle a augmenté d'environ 10% de 1991 à 2001. L'estimation de cette croissance est cependant assez aléatoire parce que la puissance requise au moment de la pointe annuelle est une mesure ponctuelle grandement influencée par des facteurs climatiques.

Ainsi, pour dégager des tendances statistiquement valables à partir de mesures ponctuelles aussi variables, il faut pondérer ces variations. En comparant la moyenne des puissances à la pointe hivernale des années 1989-1992 avec celles des années 1999-2002 par exemple, on obtiendra une indication crédible et utile de l'évolution de ces besoins.

année	89-90	90-91	91-92	99-00	00-01	01-02
Puissance*	27 349	27 522	29 922	31 469	30 412	30 091
moyenne	28 264			30 657		

- puissance (MW) requise à la pointe annuelle pour les besoins prioritaires; les données des hivers 89-90 et 90-91 sont tirées du rapport annuel 1990 d'Hydro-Québec

La moyenne de la puissance dédiée aux besoins prioritaires à la pointe annuelle pour la période 1989 à 1992 est de 28 264 MW alors que cette moyenne est de 30 657 MW pour la période 1999-2002. **La croissance de la puissance dédiée aux besoins prioritaires à la pointe annuelle pour la période 1989-2002 est de 2393 MW (30 657 – 28 264), soit environ 8,5%.**

La croissance future de la puissance requise pour les besoins prioritaires à la pointe annuelle est, cependant, peu susceptible de progresser à un rythme aussi soutenu. En effet, dans la conjoncture actuelle, plusieurs facteurs affectent négativement cette croissance :

- le réchauffement climatique, qui s'est accentué au cours des dernières années, et dont attestent éloquemment les données de puissance dédiée tant aux besoins globaux qu'aux besoins prioritaires à la pointe hivernale des années 1994-2002;
- la fin des conversions massives vers le chauffage électrique et le plafonnement de la consommation annuelle d'électricité des clients québécois, exception faite du secteur industriel;

- l'amélioration de l'isolation des bâtiments et de l'efficacité énergétique générale de la chauffe de l'espace
- l'augmentation de l'efficacité énergétique de plusieurs appareils électroménagers et le progrès des électro-technologies;
- la saturation des consommateurs en terme de possession d'appareils électriques, la diminution générale du pouvoir d'achat, l'augmentation des coûts de l'énergie et le niveau croissant d'endettement des ménages.

En dépit de ce qui précède, nous appliquerons le taux de croissance de 8,5% estimé pour la période 1989-2002 aux prévisions des besoins de puissance à la pointe pour la période 1999-2012 en gardant à l'esprit qu'il s'agit là d'un scénario prévisionnel très fort et peu susceptible de réalisation. Nous ajouterons également à ce scénario prévisionnel fort la puissance additionnelle requise par l'entrée en service de l'aluminerie Alouette en 2005 (500 MW).

**Prévision de la puissance requise à la pointe annuelle
 pour les besoins prioritaires 1999-2012**

année	99-00	00-01	01-02	09-10	10-11	11-12
Puissance (MW)	31 469	30 412	30 091	n.a.	n.a.	n.a.
moyenne	30 657			33763*		

- la moyenne de la puissance dédiée aux besoins prioritaires à la pointe annuelle pour la période 2009-2012 est obtenue en appliquant un taux de croissance de 8,5% à la moyenne de la période 1999-2002 et en y ajoutant la puissance additionnelle dédiée à l'aluminerie Alouette ($30\,657 \times 1,085 = 33\,263 + 500 = 33\,763$)

Comparons enfin la puissance dédiée aux besoins prioritaires à la pointe, telle que nous venons de l'estimer, à la puissance dont disposera Hydro-Québec après la mise en service des projets déjà autorisés, telle que nous l'avions établie précédemment à la section 2.3, page 16.

**Comparaison de la prévision des besoins à la pointe
 et de la disponibilité de puissance projetée (MW)**

période	1999-2002					2009-2012				
moy. besoins	30 657					33 763				
année	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
disponibilité	37500	38382	38452	38978	39242	39842	40322	n.d.	n.d.	

Ce dernier tableau nous amène à conclure que, compte tenu de la puissance que les projets déjà autorisés ajouteront au parc de production existant, les besoins prioritaires en puissance à la pointe annuelle, estimés sur la base d'un scénario fort, seront largement couverts dans l'horizon 2002-2010. En fait, compte tenu de la puissance totale qui sera à sa disposition, Hydro-Québec disposera d'une marge de manœuvre si importante qu'elle pourra dédier jusqu'à 6000 MW de puissance à des ventes discrétionnaires à court terme, même à la pointe annuelle de la demande et ce, après avoir couvert la totalité de ses besoins prioritaires.

En conclusion, l'ajout du projet de centrale du Suroît au parc de production d'Hydro-Québec n'est pas justifié en regard du rapport entre la puissance dont disposera Hydro-Québec à l'horizon 2002-2010, estimée de façon conservatrice, et la croissance de ses besoins en puissance pour les mêmes années, estimée sur la base d'un scénario prévisionnel fort.

5. Marchés extérieurs

Activités d'achat-revente et de courtage

Au cours de la première partie de la présente audience, le promoteur a affirmé à plusieurs reprises que l'ajout projeté de la centrale du Suroît à son parc de production existant lui permettrait de participer à la croissance des marchés et de satisfaire une demande qui, autrement, serait comblée par d'autres producteurs.

À la lumière de la démonstration faite précédemment, nous devons conclure au contraire que **la capacité d'Hydro-Québec de participer à la croissance des marchés ne serait pas affectée dans l'éventualité où ce projet ne se réaliserait pas**. L'écart entre la capacité dont disposera la société d'État et celle requise pour rencontrer ses obligations (besoins prioritaires) entre 2002 et 2010 est tel qu'il confère à Hydro-Québec une importante marge de manœuvre pour conclure des ventes discrétionnaires additionnelles.

En fait, ce sont d'autres facteurs, comme la congestion des réseaux de transport voisins, la capacité limitée des interconnexions, de même que les très brèves périodes pendant lesquelles les hausses de prix persistent dans un marché essentiellement de court terme qui limitent la capacité d'Hydro-Québec de participer à la croissance des marchés.

L'argument d'Hydro-Québec doit donc être rejeté par la commission parce qu'il ne survit pas à une analyse objective des faits.

Revenus, coûts et bénéfices

Le promoteur a également insisté sur le caractère « profitable » de ses activités d'achat-revente et de courtage. Il a notamment fait mention à plusieurs reprises des importants revenus générés par ces activités, le produit des ventes hors Québec ayant atteint 3,120 G\$ en 2001.

La commission ne peut cependant pas se contenter de ces seules allégations pour porter un jugement valable sur la rentabilité des activités commerciales d'Hydro-Québec dans les marchés extérieurs. Pour cela, elle devrait également connaître l'ensemble des coûts liés à ces activités de manière à établir les bénéfices ou le déficit qui en résultent.

Mais le promoteur n'a fourni aucune information relative à ces coûts. La commission doit malgré tout considérer que le coût des achats d'électricité et de combustible, imputables en quasi-totalité aux achats d'électricité à court terme¹⁶, a atteint, à lui seul, 3,532 G\$ en 2001. Le promoteur n'a fourni aucune information sur les coûts de transport et la valeur économique des pertes associés à l'achat de 32,2 TWh et aux ventes de 42,4 TWh d'énergie dans les marchés extérieurs pour cette même année.

La commission doit donc constater que le promoteur n'a pas fourni, ou a refusé de fournir les informations relatives aux coûts associés à ses activités d'achat-revente et de courtage. Dans ces circonstances, elle ne dispose pas des éléments requis pour porter un jugement sur la rentabilité de ces activités, telle qu'alléguée, puisque Hydro-Québec, par son refus de divulguer les informations utiles à cette fin, a failli à son devoir d'en faire la démonstration

Facteurs de rentabilité et risques financiers

La commission doit s'interroger sur la rentabilité réelle des activités commerciales d'Hydro-Québec ainsi que sur la nature des risques financiers qui y sont associés dans la mesure où ils mettent en cause l'intérêt de l'actionnaire, des clients réguliers et de la collectivité.. Elle peut également soumettre des observations et/ou des recommandations au Ministre de l'Environnement sur ce sujet.

À cet effet, je l'invite à s'inspirer du contenu de l'avis A-98-01 de la Régie de l'énergie dont des extraits ont été reproduits aux pages 7 et 8 du présent mémoire.

La rentabilité des ventes d'Hydro-Québec dans les marchés extérieurs dépend essentiellement de deux facteurs : le prix qu'elle peut obtenir pour l'électricité livrée et les coûts impliqués dans la production et la livraison de cette même électricité. Comme les coûts de transport sont réglementés et que les variations des prix de l'électricité dans les marchés extérieurs relèvent de multiples facteurs hors de notre contrôle, la seule variable sur laquelle des choix peuvent s'exercer est le coût de production.

Lorsque, par exemple, le prix obtenu pour un kWh vendu est de 7¢, la marge bénéficiaire générée par un kWh produit à partir des installations existantes à un

¹⁶ Hydro-Québec, Rapport annuel 2001, p. 55, dernier par.

coût de 2,35¢¹⁷ est de loin supérieure à celle que générerait une nouvelle centrale dédiée à l'exportation dont le coût de production se situerait à 6 ¢ / kWh. Par ailleurs, l'ajout de nouvelles centrales dont les coûts atteignent 5,6 ou 7 ¢ / kWh a nécessairement une incidence à la hausse sur le coût moyen de production du parc existant.

Cette hausse du coût moyen de production d'Hydro-Québec entraîne une diminution équivalente du bénéfice généré par chaque vente conclue. La pertinence de tels investissements se mesure donc par un calcul de risques basé sur l'espérance que l'augmentation éventuelle des prix de ventes sera égale ou supérieure à l'augmentation des coûts.

Cependant, si les prévisions relatives aux prix futurs de l'énergie dans les marchés extérieurs ne se réalisent pas ou si la capacité d'Hydro-Québec de conclure ces ventes, de produire et d'acheminer cette énergie est affectée ou compromise par diverses circonstances, il en résulte un manque à gagner équivalent aux coûts fixes de financement et d'exploitation que la société d'État doit continuer d'assumer.

Dans ce cas, l'impact d'une mauvaise prévision ou d'un risque ignoré ou sous-estimé se traduirait par une diminution des bénéfices qui ne peut être compensée que par une réduction des dividendes versés à l'actionnaire et/ou une augmentation des revenus générés par les ventes aux clients réguliers, c'est à dire des hausses tarifaires. **Les risques financiers sont donc supportés, directement ou indirectement, par l'ensemble des Québécois, que ce soit à titre de clients ou de contribuables.**

Cette situation potentielle démontre bien le conflit d'intérêt dans lequel se retrouve le gouvernement, actionnaire d'Hydro-Québec et représentant de l'intérêt public, du fait que les activités commerciales et les investissements en production échappent maintenant à toute juridiction réglementaire et qu'ils se décident sans aucune démonstration publique de leur justification sur les plans social, énergétique et économique.

Pour ces raisons, je sou mets à la commission que les projets d'Hydro-Québec, dans le contexte actuel, ne peuvent pas être appréciés en regard de l'amélioration de l'équité sociale et de l'amélioration de l'efficacité économique qui sous-tendent le concept de développement durable.

¹⁷ Coût estimé sur la base de la valeur des actifs, des charges de financement et d'exploitation d'Hydro-Québec avant la déréglementation de la production, la ségrégation fonctionnelle des secteurs d'activités et les déplacements de coûts et d'attribution de revenus qui en ont résulté.

6. Perspectives de développement

Les personnes qui me connaissent, comme celles qui ont suivi mes interventions publiques et professionnelles des dernières années, savent l'importance que j'attache au maintien des valeurs qui ont prévalu lors de la nationalisation du secteur électrique québécois. Mon attachement profond aux principes de mise en commun des ressources et de partage équitable des bénéfices - qui devraient baliser la gestion d'Hydro-Québec - explique essentiellement la vigueur avec laquelle j'ai dénoncé depuis 1996 sa dérive corporatiste, son virage commercial ainsi que le processus sournois de déréglementation du secteur énergétique québécois.

La réconciliation des intérêts des citoyens, clients, actionnaires d'Hydro-Québec et contribuables, et des intérêts du gouvernement, fiduciaire et législateur, requiert indispensablement le rétablissement d'un cadre réglementaire approprié, incluant une juridiction sur l'ensemble des activités de la société d'État et la détermination de tarifs fondés sur la divulgation de l'ensemble de ses coûts.

Par ailleurs, dans le contexte actuel d'accélération des changements climatiques et de raréfaction de la ressource eau, les critères qui dictent les orientations du développement de notre société d'État doivent être reconsidérés.

D'un point de vue strictement économique, la production d'électricité provenant des installations existantes est beaucoup plus avantageuse que celle des centrales futures, ne serait-ce qu'en raison de leurs coûts respectifs. Ainsi, le Québec aurait tout avantage à maximiser l'usage du parc existant, notamment en augmentant son facteur d'utilisation. Pour une puissance installée de 37 500 MW, la production annuelle d'énergie, à un F.U. de 60%, est de 197 TWh; la même puissance installée, avec un F.U. de 65%, produirait annuellement 213,5 TWh. À un prix de 6¢ / kWh, la valeur de chaque TWh de production additionnelle est de 60 M\$. Multipliez donc par 14,5 pour voir...

Pour atteindre cet objectif, deux approches sont envisageables. La première consiste à amener plus d'eau en amont des grandes centrales existantes de manière à « turbiner » plus d'énergie avec la puissance déjà installée. Mais comme il ne pleuvra pas plus sur le Québec demain qu'hier, l'an prochain qu'il y a dix ans, et probablement moins, cet approche implique des apports hydrauliques considérables et le détournement du cours de rivières importantes. Cela entraîne des conséquences environnementales majeures, l'envolement de certains bassins versants au prix de l'assèchement des autres et la compromission des autres usages auxquels les rivières pourraient être préservées au profit des générations futures. Le potentiel économique de secteurs en pleine expansion, comme le récréo-tourisme, pourrait en être

compromis, sans compter que ces impacts environnementaux s'inscrivent dans un contexte de réchauffement climatique qui appelle un changement radical de nos attitudes face à l'utilisation de l'eau, de plus en plus précieuse. **Plus d'énergie avec plus d'eau**, externalités comprises, c'est trop coûteux.

La seconde approche consiste plutôt à produire **plus d'énergie avec la même eau**. Elle implique la construction de centrales de base, sous-calibrées en proportion du débit disponible, en aval des centrales de grande puissance situées à la tête d'un bassin versant et dont la capacité d'emmagasinement ne peut actuellement être mise à profit que de façon partielle. C'est une version raffinée du principe d'exploitation en cascade.

Son application

En aval d'une centrale de 600 MW avec réservoir, par exemple, deux centrales nouvelles de 300 MW chacune sont construites en enfilade. Puissance totale des trois centrales : 1200 MW. Lorsque la centrale de tête (600 MW) fonctionne à 50% de sa capacité installée, à une puissance effective de 300 MW, elle laisse passer assez d'eau pour que chacune des deux autres centrales situées en aval fonctionne à pleine capacité, 300 MW + 300 MW. Le facteur d'utilisation du nouveau complexe est alors de 75% (900 MW sur 1200 MW de capacité) même si la centrale de tête fonctionne à un F.U. de 50%. Deux résultats sont atteints simultanément : incidence positive sur le facteur d'utilisation de l'ensemble du parc de production, et reconstitution des réserves énergétiques dans les réservoirs situés en amont des centrales « de tête ».

Si le coût de mise en service de ces centrales secondaires, situées en aval des meilleurs emplacements, est plus élevé par MW de puissance installée, leur rentabilité économique à long terme est, néanmoins, beaucoup plus avantageuse par unité de production énergétique. Plus chères à court terme mais plus rentables à long terme.

Cette approche permettrait également de limiter les impacts environnementaux aux rivières à grand débit déjà aménagées, de conserver les autres rivières, et de concentrer le développement hydroélectrique à venir dans des secteurs situés à proximité du réseau de transport existant, pour en maximiser l'usage et mitiger les effets négatifs de l'éloignement des centrales de production par rapport aux marchés.

Compte tenu des ressources énergétiques dont il dispose, de son **potentiel éolien** encore inexploité et du **potentiel d'économies d'énergie** disponible, le Québec n'a aucun intérêt à se lancer tête baissée dans le harnachement inconsidéré de tous les cours d'eau situés sur son territoire, quelqu'en soient l'éloignement et les risques financiers associés, pas plus qu'il n'a intérêt à s'engager dans la voie de la production thermique, ni même besoin de le faire.

Si, aux yeux du promoteur, les réflexions présentées dans cette dernière section peuvent apparaître superflues, voire étrangères au présent dossier, elles n'en sont pas moins représentatives des préoccupations que le BAPE doit prendre en compte dans l'appréciation des projets soumis à son examen.

En ce sens, j'espère qu'elles auront contribué à enrichir la réflexion de la commission en regard du contexte général à l'intérieur duquel l'analyse et l'appréciation du projet de centrale thermique du Suroît doit se situer.

Puisse-t-elle s'en inspirer pour formuler et transmettre au Ministre de l'Environnement les recommandations qu'elle jugera les plus appropriées.

Conclusion

Justification à l'égard de l'obligation de fournir

Parce que Hydro-Québec a choisi de ne pas soumettre son projet en vertu des cadres législatif et réglementaire prévus à cette fin, la centrale projetée du Suroît ne peut pas être considérée comme une source d'approvisionnement future pour la satisfaction des besoins additionnels du distributeur.

Justification à l'égard des besoins prioritaires

- **énergie**

En ne considérant que les projets déjà autorisés, la capacité annuelle de production du parc d'Hydro-Québec, à un F.U. de 60%, pour les années 2002 à 2008, même après déduction des pertes de transport, excédera de + ou - 30 TWh la consommation annuelle d'électricité des clients québécois estimée sur la base d'un scénario de croissance moyen / fort. En conséquence, le projet de centrale du Suroît ne peut pas se justifier en vertu d'un resserrement du bilan offre-demande tel qu'allégué par le promoteur.

- **puissance**

L'ajout du projet de centrale du Suroît au parc de production d'Hydro-Québec n'est pas justifié en regard du rapport entre la puissance dont disposera Hydro-Québec à l'horizon 2002-2010, estimée de façon conservatrice, et la croissance de ses besoins en puissance pour les mêmes années, estimée sur la base d'un scénario prévisionnel fort.

Justification à l'égard des activités commerciales

La capacité d'Hydro-Québec de participer à la croissance des marchés ne serait pas affectée dans l'éventualité où ce projet ne se réaliserait pas. L'écart entre la capacité dont disposera la société d'État et celle requise pour rencontrer ses obligations (besoins prioritaires) entre 2002 et 2010 est tel qu'il confère à Hydro-Québec une importante marge de manœuvre pour conclure des ventes discrétionnaires additionnelles.

L'argument d'Hydro-Québec à l'effet que la non-construction de la centrale du Suroît l'empêcherait « de participer à la croissance des marchés et de satisfaire une demande qui, autrement, serait comblée par d'autres producteurs » doit donc être rejeté par la commission parce qu'il ne survit pas à une analyse objective des faits.

Quant à la justification du projet en regard de la rentabilité présumée des activités commerciales, la commission ne peut pas porter un jugement valable sur cette question parce que le promoteur n'a pas fourni, ou a refusé de fournir les informations relatives aux coûts associés à ses activités d'achat-revente et de courtage. La commission ne dispose donc pas des éléments requis pour porter un jugement sur la rentabilité de ces activités, telle qu'alléguée, et Hydro-Québec, par son refus de divulguer les informations utiles à cette fin, a failli à son devoir d'en faire la démonstration.

Conformité aux objectifs de développement durable

Le promoteur n'a pas démontré que son projet assurerait le maintien de l'intégrité de l'environnement, l'amélioration de l'équité sociale et l'amélioration de l'efficacité économique. La commission doit en conclure qu'il ne satisfait pas aux exigences du développement durable.

Recommandation(s)

Compte tenu que, pour tous les motifs invoqués dans la conclusion et développés de façon plus détaillée dans le présent mémoire sur la base de données publiques et validées, le projet de centrale thermique du Suroît par Hydro-Québec :

- n'est pas justifié en vertu de l'obligation de fournir d'Hydro-Québec, telle qu'établie par la Loi sur la Régie de l'énergie;
- n'est pas justifié en regard de la satisfaction des besoins québécois, ni des besoins prioritaires, qu'ils soient considérés en fonction de l'énergie à livrer ou de la puissance requise à la pointe annuelle;
- n'est pas justifié à l'égard des activités commerciales d'Hydro-Québec dont le promoteur n'a par ailleurs pas démontré la rentabilité économique;
- ne satisfait pas aux exigences du développement durable, à savoir :
 - le maintien de l'intégrité de l'environnement,
 - l'amélioration de l'équité sociale et
 - l'amélioration de l'efficacité économique,

je demande à la commission du BAPE

- a) de faire valoir auprès du Ministre de l'Environnement du Québec l'ensemble des motifs qui militent contre l'acceptation de ce projet et
- b) d'en recommander le rejet .

Annexe 1

Coût de fourniture de l'électricité patrimoniale par catégorie de consommateurs

tel qu'établi à l'ANNEXE I de la Loi sur la Régie de l'énergie

16/06/2000

Catégories	Coûts de fourniture
Tarifs D et DM	3,24 ¢/kWh
Tarif DH	3,13 ¢/kWh
Tarifs G et à forfait	2,95 ¢/kWh
Tarif G-9	2,80 ¢/kWh
Tarif M	2,72 ¢/kWh
Tarif L	2,47 ¢/kWh
Tarif DT	2,67 ¢/kWh
Tarifs éclairage public et sentinelle	2,63 ¢/kWh

16/06/2000

L.Q. 2000, c.22, a.57.

Annexe 2

Jean-François Blain
Analyste en énergie

Sommaire des expériences professionnelles publications, présentations et interventions publiques

2002

Présentation thématique devant les membres du Collectif environnement de la Confédération des Syndicats Nationaux : ***Plus d'énergie avec moins d'eau ? Relever le F.U. du parc existant sans détourner des rivières.***

2001

Conférence thématique pour Les Amis de la Terre de Québec : ***Faut-il hypothéquer nos rivières pour satisfaire la soif d'énergie des U.S.A. ?***

2000-2001

Membre et porte-parole du comité Rivières de la coalition Eau Secours!
Représentation, entrevues et publications au nom de la coalition dans les dossiers de la gestion par bassins versants et du programme d'octroi des forces hydrauliques du domaine public au secteur privé. (Le Devoir, 26 mai 2001 et revue Relations, juillet 2001).

1999-2000

Représentant principal du Centre d'études réglementaires du Québec (CERQ) dans le protocole d'entente négociée pour l'implantation d'un mécanisme incitatif à la performance de la Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM), dossier R-3425-99 de la Régie de l'énergie

1998-1999-2000

Analyste et rédacteur dans les dossiers R-3401-98, R-3410-98, R-3412-98, R-3416-98, R-3443-00, R-3444-00 et R-3447-00 de la Régie de l'énergie du Québec pour le Syndicat professionnel des Scientifiques de l'IREQ, le Syndicat des employés professionnels et de bureau (SCGM) et le Centre d'études réglementaires du Québec (CERQ)

1999

Rédaction pour le centre d'études réglementaires du Québec (CERQ) d'un mémoire sur les enjeux de la déréglementation du secteur de l'énergie et présentation devant le comité spécial de la législature du Nouveau-Brunswick

Annexe 2

(suite)

1998-2000

Membre du comité directeur de la « Coalition Arc-en-ciel » du secteur de l'énergie pour le maintien des dispositions originales de la Loi 50, *Loi sur la Régie de l'énergie*.

Entrevues, présentations aux instances gouvernementales et interventions publiques.

1999

Publication conjointe d'un essai, *Les mauvais coûts d'Hydro-Québec*, Gaétan Breton et Jean-François Blain, aux éditions Nota bene.

Entrevues, conférences et interventions publiques.

1999

Membre du jury de l'Association québécoise pour la maîtrise de l'énergie (AQME) pour l'attribution des prix Énergia 1999.

1998

Coordonnateur aux dossiers R.3395-97 (quote-part de l'énergie éolienne) et R.3398-98 (modalités d'établissement des tarifs de fourniture d'électricité) pour le Syndicat Professionnel des Scientifiques de l'IREQ dans le cadre des audiences publiques de la Régie de l'énergie.

1998

Rédaction conjointe d'un mémoire, « La pertinence et la légitimité de l'ouverture des marchés de l'électricité au Québec », présenté devant la Commission parlementaire de l'économie et du travail, le 12 février 1998 à Québec, dans le cadre de son mandat de surveillance des activités d'Hydro-Québec et de l'étude du Plan stratégique 1998-2002.

depuis 1997

Publications de chroniques, opinions et autres articles à titre de collaborateur occasionnel

- quotidien Le Devoir, Montréal
- revue Relations, Montréal
- mensuel l'Aut'journal, Montréal

1997

Membre et organisateur du comité conjoint sur l'énergie des associations régionales du Parti Québécois de Montréal-Centre et Montréal Ville-Marie (31 comtés).