



SYNDICAT PROFESSIONNEL
DES SCIENTIFIQUES DE L'IREQ

170 P NP **DM8**
Centrale à cycle combiné du Suroît
par Hydro-Québec

Beauharnois AUD 6211-03-064

**MÉMOIRE DÉPOSÉ DANS LE CADRE DES
AUDIENCES PUBLIQUES
DU BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES
SUR L'ENVIRONNEMENT**

**COMMENTAIRES SUR LE PROJET LE SUROÎT,
LA DEMANDE EN ÉNERGIE EN AMÉRIQUE DU NORD,
LA STRUCTURE DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ AU
QUÉBEC**

ET

LES OPTIONS ALTERNATIVES À CE PROJET

Syndicat professionnel des scientifiques de l'IREQ

210 boul. De Montarville

Bureau 3014

Boucherville (Québec)

J4B 6T3

Octobre 2002

Une version internet de ce document est disponible à l'adresse suivante :

<http://www.spsi.qc.ca/document/bape/lesuroit.pdf>

*Vous pouvez également obtenir une version imprimée de ce document en contactant
notre secrétariat.*

Sommaire

Jusqu'à l'adoption du projet de loi 116 en l'an 2000, Hydro-Québec jouissait d'un monopole quant à la production, au transport et à la distribution d'électricité sur le territoire du Québec et opérait dans un marché réglementé soumis à la juridiction de la Régie de l'énergie. Ce mode d'opération, souhaité par tous les intervenants dans le domaine de l'énergie, avait été mis en place en 1998 par la création de la Régie de l'énergie et avait résulté dans l'assujettissement de la société d'état à ce tribunal administratif.

Or, les changements législatifs introduits en 2000 ont considérablement modifié le mode de fonctionnement du marché de l'électricité au Québec. Et, contrairement au mode de déréglementation retenu par les autorités législatives des autres pays, le gouvernement du Québec a mis en place un mode de déréglementation et une structure de marché qui limitent Hydro-Québec "le distributeur" dans l'adoption de solutions techniques - utilisation des interconnexions et stockage, dans les réservoirs hydroélectriques, de l'énergie acquise à faible coût - qui lui auraient autrement permis de fournir une électricité à faible prix à ses clients.

Par ailleurs, s'agissant de l'amplification de la mission dévolue à Hydro-Québec "le producteur" eu égard aux exportations d'électricité dans le marché américain, dans la mesure où le projet Le Suroît est destiné à l'exportation d'électricité dans ce marché, en tenant compte des contraintes techniques liées aux interconnexions entre les réseaux de transport d'électricité et les risques financiers associés à la venue de joueurs importants dans ce marché, la proposition présentée par Hydro-Québec Production n'a pas fait la démonstration des risques financiers associés à ce projet et de la rentabilité économique d'un projet destiné à un marché qui subit les soubresauts d'une déréglementation majeure de cette commodité.

En dernier lieu, dans la mesure où le promoteur allègue, au soutien de sa proposition, que la production d'électricité émanant de la centrale Le Suroît pourrait être éventuellement "rapatriée" pour répondre aux besoins à venir en énergie du Québec, nous estimons que des options techniquement solides, financièrement démontrées et présentant des conséquences environnementales moindres militent en faveur de la sélection de ces options et du rejet du projet Le Suroît tel que proposé par Hydro-Québec Production.

1. Introduction et mise en contexte

L'examen des divers documents déposés par le promoteur ainsi que les déclarations publiques entourant ce projet nous ont amenés à constater une très grande confusion quant à la nature même de ce projet et quant aux marchés visés par cette centrale de production d'électricité. En effet, même si les déclarations initiales du promoteur indiquaient qu'il entendait profiter des opportunités du marché pour justifier la construction de cette centrale - ce qui laissait sous-entendre un projet destiné à des fins d'exportation d'électricité sur les marchés voisins et une centrale ne fonctionnant qu'à l'occasion pour de courtes périodes de temps -, le discours plus récent y ajoute les scénarios de croissance future de la demande au Québec - avec le spectre d'une pénurie dès 2006 - au nombre des motivations justifiant la construction de cette centrale. Ainsi, dans son allocution d'ouverture présentée par le promoteur le 9 septembre 2002¹:

«ce projet est justifié par les besoins à venir des marchés et donc des clients. La demande québécoise est à la hausse. Nos autres marchés vivent la même situation. Il faut donc produire l'énergie nécessaire à cette demande et à cette croissance.»

On notera la confusion engendrée par un tel discours alors que l'on confond allègrement les marchés et les clients - sans préciser s'il s'agit des marchés/clients au Québec ou hors Québec - avec les besoins croissants en énergie du Québec, le tout "assaisonné" de l'obligation "morale" qu'a Hydro-Québec Production de combler les besoins en énergie des clients du Québec et des marchés hors Québec et ce, peu importe le projet mis de l'avant pour satisfaire de telles ambitions et les conséquences environnementales qui en découlent.

De plus, la mise en situation présentée par le promoteur ne tient pas compte des décisions récentes de la Régie de l'énergie quant à la croissance des besoins en électricité au Québec durant la période 2006-2011; ainsi, elle a autorisé Hydro-Québec Distribution à lancer un appel d'offre pour combler les besoins en énergie durant cette période mais n'a aucunement statué sur les besoins en énergie au-delà de l'horizon 2011. Par ailleurs, si la centrale Le Suroît devait, un jour, servir à répondre à la croissance de la demande en électricité au Québec, il en serait ainsi après une autorisation en ce sens émise par la Régie de l'énergie et ce, pour des besoins se situant au-delà de l'horizon 2011. Il est donc prématuré, sinon quelque peu démagogique, de statuer sur une situation de crise en énergie pouvant se présenter dans l'horizon 2006-2011 et la présente situation laisse entrouverte des options beaucoup plus intéressantes pour satisfaire aux besoins en électricité au-delà de 2011.

Par ailleurs, précisons d'emblée qu'Hydro-Québec "le producteur" propose la construction d'une centrale au gaz naturel à cycle combiné ayant une puissance brute autorisée de 900 MW², avec

¹ Document DA16, p. 2

² Document PR5.1, Question QC-1, p. 2

une mise en service à la fin de 2006 et une production annuelle d'énergie de 7,2 TWh³, pour un coût de construction de 550 M\$ et un coût de revient de l'ordre de 6 ¢/kWh.

Notre présentation aura comme objectif premier de situer le contexte dans lequel doit opérer cette centrale de production d'électricité - contexte d'exportation d'électricité chez nos voisins et structure du marché de l'électricité au Québec - et, en second volet, tenant compte du fait que cette centrale pourrait être amenée à répondre à des besoins en électricité au Québec au-delà de l'horizon 2011, à présenter des alternatives environnementales et financières plus valables.

2. Le projet Le Suroît: centrale "de base" ou centrale de pointe?

D'ores et déjà, on peut affirmer que la centrale du Suroît sera une centrale dite "de base" dans la mesure où son facteur d'utilisation moyen se situe à 92%⁴, tel que le propose Hydro-Québec Production dans ce projet. En d'autres termes, il appert que cette centrale fonctionnera, en moyenne, 92% du temps et qu'il y aura bien peu de temps d'arrêt prévu durant son opération.

En effet, les centrales dites "de base" se caractérisent, dans le parc de production d'électricité au Québec, par des centrales dont le facteur d'utilisation est supérieur à 60%, comme en témoigne la centrale de Manic V et les autres centrales du parc de production d'Hydro-Québec Production. Dans la mesure où le taux d'utilisation des groupes se situe à 60% et dans la mesure où le nombre de groupes installés a été choisi en fonction des apports hydriques des rivières se déversant dans le réservoir des centrales, celles-ci peuvent être qualifiées comme étant des centrales dites "de base" opérant à plus de 60% du temps.

Par comparaison, les centrales dites "de pointe" sont généralement des centrales - ou des groupes turbines/alternateurs installés dans des centrales qualifiées "de base" - dont le facteur d'utilisation est largement inférieur au seuil utilisé pour qualifier les centrales "de base" en exploitation au Québec. Ainsi, les groupes constituant la centrale Manic V PA, la centrale La Citière, la centrale de Tracy sont des ensembles qui répondent plus spécifiquement aux besoins de pointe en électricité du Québec.

3. Le projet Le Suroît et les perspectives d'exportation sur le marché américain

Avant que la production d'électricité de la centrale Le Suroît ne soit rapatriée pour répondre aux besoins en électricité du Québec - au-delà de l'horizon 2011 tel qu'en témoigne les récentes décisions de la Régie de l'énergie -, cette centrale servira en premier lieu à "profiter des opportunités de marché" qui se présenteront à Hydro-Québec Production à partir de la mise en service de la centrale en 2006.

³ Énergie produite annuellement avec une puissance brute autorisée de 900 MW et un facteur d'utilisation moyen de 92% tel que précisé à la pièce PR1

⁴ Document PR1, p. 2

Or, l'évolution récente du marché limitrophe de l'électricité entourant le Québec et les récentes perturbations rencontrées dans ces marchés - avec la déréglementation de l'électricité dans les états du Massachusetts, de New-York, de la Californie,... - commande une grande prudence quant à la construction d'une centrale de production d'électricité destiné aux marchés limitrophes du Québec, nonobstant le fait qu'Hydro-Québec Production y ait augmenté ses exportations et ses revenus de façon importante durant les trois dernières années.

En effet, il appartient au promoteur de faire une démonstration précise et rigoureuse de la rentabilité économique de ce projet et des risques financiers qui y sont associés et, dans la mesure où cette démonstration est probante, qu'un tel projet justifie les conséquences environnementales importantes qu'en subiront la population demeurant dans la grande région de Montréal. Cependant, dans la mesure où le promoteur n'est pas en mesure d'établir une telle preuve, nous estimons que ce projet devrait être rejeté sur la base des conséquences environnementales importantes qui découleront lors de sa mise en production.

3.1. Hydro-Québec "le producteur": à quelles fins serviront les nouvelles centrales dont on annonce la construction ?

Plusieurs projets de production d'électricité ont été rendus publics récemment et, selon les experts du domaine, tenant compte du nouveau mode de fonctionnement du marché de l'électricité au Québec, mode de fonctionnement qui ne garantit en aucune façon qu'Hydro-Québec "le producteur" sera le producteur retenu pour satisfaire aux besoins à venir en électricité du Québec, il appert qu'un très grand "flottement" existe quant à la finalité des projets annoncés depuis peu. Ainsi, on peut relever l'annonce des projets suivants:

- relance du projet Eastmain en marge des accords conclus entre le gouvernement du Québec et la nation Crie, pour une puissance installée de 1 280 MW;
- discussions entourant le lancement du projet de Churchill Falls/Gull Island, pour une puissance installée de 2000 à 3 000 MW et un coût de projet oscillant entre 4 et 12 G\$;
- annonce de la construction de la centrale au gaz naturel Le Suroît, pour une puissance installée de 800 MW et une production annuelle de 6,5 TWh;
- mise en chantier du projet Toulnostouc, pour une puissance installée de 517 MW et une production annuelle de 2 TWh;
- lancement du projet de centrale hydroélectrique de Péribonka, pour une puissance installée de 450 MW et une production annuelle de 2,2 TWh;

Par ailleurs, comme le titrait récemment le journal La Presse⁵, *La future centrale Eastmain servira en partie aux exportations, admet [le premier ministre] Landry*, il s'avère que la majorité des projets annoncés depuis peu serviront principalement à alimenter le marché américain en électricité à travers les interconnexions reliant le réseau de transport de la filiale d'Hydro-Québec Trans-Énergie avec ceux des états de New-York et du Vermont, notamment.

Qui plus est, la confirmation à l'effet que les nouveaux projets de production d'électricité annoncés par Hydro-Québec "le producteur" ne serviront pas à combler les besoins en énergie du Québec est appuyée par une déclaration de M. Jean-Pierre Léveillé⁶, directeur Approvisionnement en électricité secteur réglementé chez Hydro-Québec, lorsqu'il affirme que

«... les plus récents projets annoncés par Québec, soit la réalisation du projet Eastmain et la dérivation de la rivière Rupert (un investissement de 3,8 milliards pour 1200 MW de capacité additionnelle) annoncées hier et la centrale thermique au gaz naturel de Melocheville (800 MW au coût de 500 millions) ne feront pas partis du bloc patrimonial.»

Nonobstant l'imprécision qui règne quant à la finalité des projets de production d'électricité récemment annoncés, dont le projet Le Suroît, les principaux intervenants au dossier ainsi que les autorités d'Hydro-Québec reconnaissent que les nouveaux projets de production d'électricité seront bel et bien lancés afin de répondre aux besoins en énergie du marché américain.

3.2. A propos des exportations d'électricité d'Hydro-Québec " le producteur" sur le marché américain

Malgré les importants bénéfices qu'Hydro-Québec "le producteur" a dégagé de ses opérations d'exportation d'électricité sur le marché américain durant les trois dernières années, il n'en reste pas moins que ce marché se révèle, plus que jamais, un marché qui présente de sérieuses contraintes "techniques" limitant les transit d'électricité entre les territoires adjacents et qui présente, par ailleurs, d'importants risques financiers pour tout producteur d'électricité voulant intervenir dans ce marché.

En effet, il est utile de rappeler que les réseaux utilisés pour le transport de l'électricité ont été conçus et structurés afin d'assurer le transit de l'électricité à l'intérieur des provinces et des états où étaient auparavant installés les producteurs jouissant d'un monopole de fourniture dans un territoire donné. De plus, les interconnexions entre les réseaux de transport d'électricité de territoires voisins n'étaient utilisées que sur une base

⁵ La Presse, 2 juin 2001

⁶ La Presse, 24 octobre 2001, *Hydro-Québec présente ses besoins énergétiques*

"ad hoc" pour des échanges à court terme et n'impliquant pas de grandes quantités d'énergie durant les échanges. La précarité des réseaux de transport, en ce qui concerne le transit d'importantes quantités d'énergie entre réseaux voisins, se révèle un état de fait généralement reconnu par les experts concernés et les limitations des interconnexions constituent des contraintes importantes auxquelles doivent faire face tous les producteurs d'électricité voulant transiger de grandes quantités d'électricité entre les territoires concernés. Cet état de la situation est confirmé dans une analyse présentée dans le journal Le Soleil⁷:

«Même en Nouvelle-Angleterre, un marché de choix pour le Québec et un passage obligé vers New York, le réseau chancelle. La région métropolitaine de Boston et le sud-ouest du Connecticut sont particulièrement fragiles. Et plus au sud encore, la métropole vit dans la crainte d'un "black out".

[...]

Personne ne peut dire si le réseau américain pourrait alors supporter une éventuelle augmentation des exportations québécoises.»

Au-delà des contraintes "techniques" imposées par la faiblesse des réseaux de transport d'électricité et l'incapacité des interconnexions à assumer le transit de grandes quantités d'énergie s'ajoutent les risques financiers que devront assumer les producteurs d'électricité pour **toute nouvelle installation destinée à augmenter leurs exportations dans le marché américain**. Ce risque est important et s'amplifie par la venue de nouveaux acteurs dans ce marché, attirés par les forts prix que l'électricité a connu durant les trois dernières années. Ainsi, selon une analyse rapportée par Business Wire⁸, il appert que :

«[...] To close out the year we witnessed the demise of the Enron Corporation, which could have far-reaching effects in the industry. As a result many developers are heading into 2002 with a more cautious approach to constructing new power plants⁹.

On Wednesday one of the most aggressive developers in the industry, Calpine Corporation (NYSE:CPN) (San Jose, Calif.) outlined their revised future development program in a conference call hosted by Pete Cartwright (chairman, CEO & president), Robert Kelly (president of Calpine Finance), Charles Clark (senior VP & corporate controller) and other members of Calpine's management team. Calpine announced plans

⁷ Le Soleil, 30 octobre 2001, *Les É-U. ne sont pas prêts pour l'électricité québécoise*

⁸ Business Wire, 17 janvier 2002, *Energy Producers Continue Expansion Plans Despite Cautious Market in 2002*, in an Advisory by Industrialinfo.com

⁹ Nos soulignés

for completion of twenty-seven projects representing 15,200MW currently under construction¹⁰. "Upon completion of construction of this program, Calpine will have a portfolio of 26,300MW of the most efficient power plants in the United States by the end of 2003," stated Cartwright. Plans are to proceed with thirty-four projects in advanced development accounting for 15,100MW of capacity. Development of these projects will be completed to a point where they are ready to begin construction and then will be placed in "hot standby"¹¹" according to Mr. Cartwright.»

Cette analyse fort pertinente révèle que des acteurs importants dans le marché américain de la fourniture d'électricité ont construit et mis en service des parcs de production d'électricité de très grande envergure, notamment 15 200 MW pour le seul producteur Calpine Corporation¹², qu'ils ont également entrepris la construction de nouveaux parcs de production d'électricité de 15 100 MW, lesquels ont été mis en "hot standby" jusqu'à la reprise de la croissance de l'économie mais que, tenant compte de l'imprécision quant à l'évolution du marché de l'électricité aux États-Unis, une approche beaucoup plus prudente guide dorénavant les entreprises américaines quant au lancement de nouveaux projets de production d'électricité destinés à ce marché.

3.3. Les perspectives récentes du marché américain de l'électricité pour Hydro-Québec "le producteur"

L'évolution récente des exportations d'Hydro-Québec Production sur le marché américain de l'électricité commande également une approche très prudente quant à l'autorisation de construire des centrales de production d'électricité - au demeurant très polluantes - afin de desservir un marché qui connaît de profonds changements.

Ainsi, tel qu'en témoignent les dirigeants d'Hydro-Québec concernant les ventes sur le marché américain de l'électricité durant l'année 2001¹³:

«Hydro-Québec a dégagé un bénéfice net de 790 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de l'année, en baisse par rapport aux 887 millions de la même période en 2000¹⁴. La société d'État expliquait, hier, que le bilan a été affecté surtout par le dernier trimestre, achevé le 30.

¹⁰ Nos soulignés

¹¹ Nos soulignés

¹² Calpine Corporation aurait donc construit et mis en service, durant les 2 dernières années, un parc de production d'électricité représentant 50% de la capacité totale de production d'Hydro-Québec !

¹³ La Presse, 17 novembre 2001

¹⁴ Nos soulignés

septembre, et durant lequel les ventes ont été moins bonnes aux États-Unis.

Ce trimestre se solde d'ailleurs par une perte nette de 19 millions, comparativement à un bénéfice net de 114 millions un an plus tôt. L'été subit comme d'habitude le contrecoup de la baisse saisonnière des ventes d'électricité au Québec.

Mais à cela s'ajoute le fait que les résultats de 2000 avaient bénéficié de meilleurs prix et de conditions "exceptionnelles" sur le marché américain¹⁵, signale le porte-parole, Marc-Brian Chamberland.»

Ainsi, nous estimons que les bénéfices découlant des opérations d'exportation d'Hydro-Québec Production évoluent en dents de scie et la venue récente de producteurs d'électricité compétiteurs d'Hydro-Québec Production, sur les marchés américains, risque de rendre encore plus aléatoires les bénéfices escomptés des ventes d'électricité sur ces marchés.

Ainsi, il appert que, considérant les contraintes techniques présentes dans le transit de l'électricité et afin de tenir compte des risques économiques associés à un investissement de 550 M\$ dont la production est destinée à l'exportation dans le marché américain, nous estimons que le Bureau d'audiences publiques en environnement ne devrait autoriser l'approbation du projet Le Suroît que dans la mesure où le promoteur a fait état des risques financiers associés à la construction d'une centrale vouée à l'exportation et justifié de façon probante la rentabilité économique de ce projet, eu égard aux importantes conséquences environnementales qu'en subira la population du Québec.

4. Le projet Le Suroît dans le contexte du marché de l'électricité au Québec et de ses perspectives futures

Dans la mesure où le promoteur justifie le lancement de ce projet dans une perspective visant à répondre aux besoins à venir en électricité du Québec, il importe de bien "cadrer" le mode de fonctionnement mis en place par le projet de loi 116 et de clarifier les modalités qui permettraient à ce projet d'être versé dans le parc de production d'électricité destiné à servir les besoins en électricité du Québec.

4.1. La déréglementation du marché de l'électricité au Québec

Jusqu'à l'adoption du projet de loi 116 en l'an 2000, Hydro-Québec jouissait d'un monopole quant à la production, au transport et à la distribution d'électricité sur le

¹⁵ Nos soulignés

territoire du Québec¹⁶ et opérait dans un marché réglementé soumis à la juridiction de la Régie de l'énergie. Elle se devait de faire approuver par cette dernière tant les nouveaux projets et équipements requis pour satisfaire aux besoins en énergie du Québec mais également de faire approuver les tarifs consentis à sa clientèle. Ce contexte d'opération était en soi assez récent puisque ce n'est que depuis la création de la Régie de l'énergie, en 1998, que la société d'état devenait assujettie à ce tribunal administratif.

Il est par ailleurs utile de préciser que, jusqu'à la création de la Régie de l'énergie en 1998, Hydro-Québec opérait également en mode de "monopole" pour la production, le transport et la distribution de l'électricité, un monopole soumis uniquement au contrôle gouvernemental depuis la nationalisation de l'électricité en 1962.

Or, la loi 116 et les lois qui y sont associées ont considérablement modifié le mode de fonctionnement du marché de l'électricité au Québec. Et, contrairement au mode de déréglementation retenu par les autorités législatives dans la majorité des pays, le Québec innovait en adoptant un mode de déréglementation assez unique, lequel n'est pas sans rendre très confus et arbitraire le nouveau mode de fonctionnement retenu pour satisfaire aux besoins du marché québécois.

4.2. Structure d'un marché réglementé

Un marché réglementé, pour l'énergie ou pour toute autre fourniture commerciale, consiste à octroyer à un fournisseur unique un mandat exclusif pour la livraison d'un produit ou d'un service dans un territoire donné. Ainsi, on dit que ce fournisseur jouit du monopole, pour son produit, dans un territoire donné et les clients et utilisateurs du produit ne peuvent se procurer ce dernier auprès d'un fournisseur autre que celui choisi par les autorités gouvernementales. Et, en contrepartie de ce monopole octroyé à un fournisseur sur un territoire donné et afin de s'assurer que les consommateurs soient bien protégés contre tout geste malveillant ou toute décision inopportune, le fournisseur est soumis à l'autorité d'une instance réglementaire laquelle veille à s'assurer que la fourniture soit abondante et qu'un juste prix soit consenti aux clients.

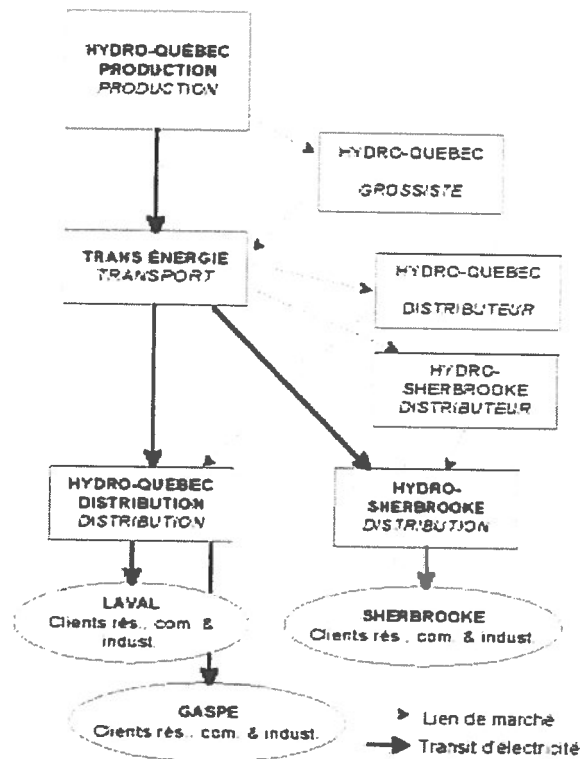
Ainsi, un fournisseur jouissant du monopole d'un produit ou d'un service dans un territoire donné:

- a l'obligation de livrer le produit ou le service dont il assure la fourniture pour tout client qui en fait la demande;
- a l'obligation de planifier et de mettre en service les installations requises afin de faire face à tout accroissement de la demande pour le produit ou le service;

¹⁶ A l'exception de 10 municipalités lesquelles ont conservé un rôle de distributeurs d'électricité sur leurs territoires

- bénéficie de tarifs approuvés par l'organisme réglementaire selon des critères financiers prédéterminés.

La structure de marché réglementée, appliquée au domaine de l'électricité au Québec jusqu'à l'entrée en vigueur de la loi 116, se présentait ainsi:

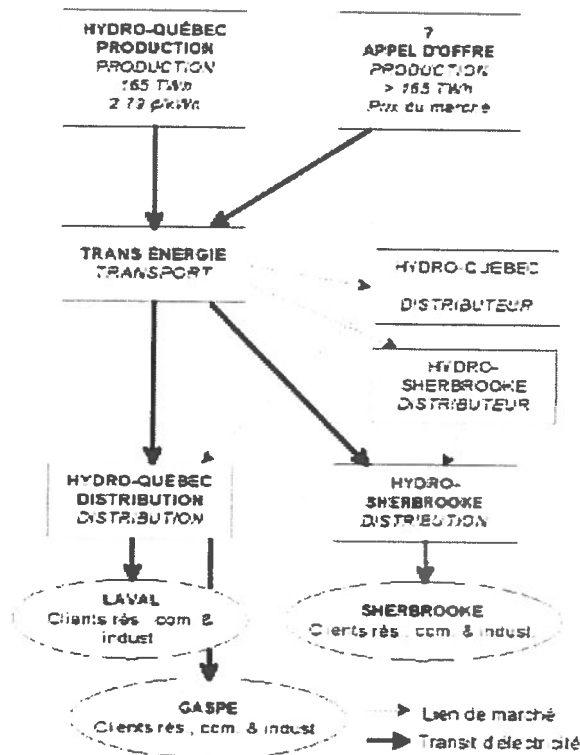


Ce mode d'opération est relativement simple dans la mesure où Hydro-Québec assurait, sous le contrôle de la Régie de l'énergie, la production, le transport et la distribution de l'électricité pour l'ensemble du territoire du Québec et, du point de vue "structure de marché", assumait un rôle de producteur, de grossiste et de distributeur exclusif¹⁷.

4.3. Une déréglementation distincte "made in Québec"

Le projet de loi 116, au moment de son adoption par le gouvernement du Québec, a "innové" en mettant en place, au Québec, une structure de marché assez unique ayant pour objectif l'introduction d'une compétition entre les producteurs d'électricité - pour toute électricité requise au-delà d'un "bloc patrimonial" fixé à 165 TWh - et qui reporte sur le distributeur l'obligation de satisfaire à la demande future en électricité. Ainsi, aujourd'hui, la structure du marché de l'électricité au Québec se présente ainsi:

¹⁷ A l'exception de 10 municipalités lesquelles ont conservé un rôle de distributeurs d'électricité sur leurs territoires



Cette structure de marché assez unique présente les caractéristiques suivantes:

- lorsque les besoins en énergie du Québec seront supérieurs à 165 TWh, Hydro-Québec "le distributeur" émettra un appel d'offre, ouvert à tous, afin que l'électricité requise lui soit livrée selon les besoins à venir, à un coût d'achat établi à partir des propositions qui auront été retenues;
- Hydro-Québec "le distributeur", au-delà des engagements contractuels issus du processus d'appel d'offre¹⁸, aura à sa disposition un bloc d'électricité "patrimoniale", jusqu'à concurrence de 165 TWh, à un prix d'acquisition garanti par d'Hydro-Québec "le producteur" de 2,79 ¢/kWh;
- le prix de l'électricité consenti aux clients d'Hydro-Québec Distribution, dès que le gel tarifaire actuellement en vigueur aura été levé, sera déterminé par la Régie de l'énergie et tiendra compte notamment:

¹⁸ Il s'agit d'un processus "inversé" par lequel l'électricité acquise des répondants à l'appel d'offre du distributeur- une obligation contractuelle d'acheter cette énergie - vient se soustraire des besoins totaux annuels du distributeur, un processus qui n'a donc pas pour effet d'épuiser la réserve patrimoniale - à faible prix - avant de recourir aux achats - à plus fort prix - mais plutôt l'inverse. Par ce processus inversé, le client utilisateur de l'électricité au Québec n'aura pas accès au plus bas tarif mis à sa disposition par le bloc patrimonial

- du prix d'achat de l'électricité, par Hydro-Québec "le distributeur", auprès de l'ensemble des producteurs d'électricité, dont l'électricité disponible via le bloc patrimonial de 165 TWh;
 - de la couverture des charges d'exploitation assumées par les filiales d'Hydro-Québec Trans-Énergie et Hydro-Québec Distribution;
 - d'un juste "rendement sur l'avoir propre" ("retour sur l'équité") pour les filiales d'Hydro-Québec Trans-Énergie et Hydro-Québec Distribution;
- les filiales d'Hydro-Québec Trans-Énergie et Hydro-Québec Distribution continuent à bénéficier d'un monopole soumis à la Régie de l'énergie et assurent un rôle de relais dans le transit de l'électricité entre Hydro-Québec "le producteur" et les autres producteurs éventuels et l'utilisateur final.

La structure mise en place afin de libéraliser le marché de l'électricité au Québec a pour fondement de faire porter à Hydro-Québec "le distributeur" toute l'obligation de satisfaire aux besoins actuels et à venir en électricité au Québec, rôle qu'assumait Hydro-Québec à titre d'entité intégrée avant l'adoption de la loi 116 en l'an 2000. Et, récemment, lors de la première cause de cette nature présentée à la Régie de l'énergie¹⁹, plusieurs intervenants ont été à même de constater les particularités de la loi qui sont imposées à Hydro-Québec "le distributeur". Ainsi, il appert que:

- Hydro-Québec "le distributeur" n'a aucun accès privilégié aux interconnexions existant entre le réseau de transport de la filiale d'Hydro-Québec Trans-Énergie et celui de ses voisins immédiats, Hydro-Québec "le producteur" jouissant d'un accès privilégié quant à l'utilisation de ces interconnexions;
- Hydro-Québec "le distributeur" n'a aucun accès aux capacités de stockage d'Hydro-Québec "le producteur", ce qui proscrit l'achat, auprès des réseaux voisins, d'énergie disponible à faible prix et le stockage éventuel de cette énergie dans les réservoirs Hydro-Québec "le producteur", ce qui lui permettrait de ce fait de satisfaire les besoins à venir de ses clients à moindre coût;
- Hydro-Québec "le distributeur" ne peut, en aucune façon, contraindre Hydro-Québec "le producteur" à lui fournir l'électricité requise afin de rencontrer ses besoins à venir, un processus d'appel d'offre prévalant pour l'avenir;
- Hydro-Québec "le distributeur" ne peut, en aucune façon, bénéficier, auprès d'Hydro-Québec "le producteur", de tarifs escomptés liés aux équipements

¹⁹ Régie de l'énergie dossier R-3470-01

dont les coûts de construction sont assumés par sa clientèle et qui ont été préalablement construits afin de satisfaire aux besoins de la clientèle québécoise;

- Hydro-Québec "le distributeur" ne peut, en aucune façon, contraindre Hydro-Québec "le producteur" à lancer des programmes d'efficacité énergétique ou d'économies d'énergie au bénéfice de la population du Québec.

4.4. Le projet Le Suroît et les besoins en énergie au Québec

Comme cela a été précisé plus haut, Hydro-Québec opérait en mode "monopole" pour la production, le transport et la distribution de l'électricité jusqu'à la création de la Régie de l'énergie en 1998 et le rôle de cette dernière a, à nouveau, été modifié et précisé par les changements législatifs introduits dans le projet de loi 116 en l'an 2000. Ainsi, depuis 1998, le législateur a fait en sorte que, s'agissant de la fourniture, du transport et de la distribution de l'électricité au Québec, tant les cadres budgétaires que les considérations techniques auxquels obéissent les intervenants en électricité au Québec sont soumis, dorénavant, à l'approbation de la Régie de l'énergie.

Et c'est en vertu de ce nouveau cadre opérationnel qu'Hydro-Québec Distribution a soumis, auprès de la Régie, ses besoins à venir en électricité pour l'horizon 2006-2011 et que la cause R3470 a été initiée. Voici les éléments saillants qui ressortent de la décision rendue par la Régie dans ce dossier:

- la Régie a statué sur les besoins en électricité se profilant dans l'horizon 2006-2011;
- La Régie a autorisé le lancement d'un appel d'offre visant à combler les besoins à venir durant cette période, soit des besoins en puissance de 1 200 MW;
- La régie ne s'est aucunement prononcée sur le contexte de l'électricité au-delà de l'année 2011.

A ce jour, le processus d'appel d'offre d'Hydro-Québec Distribution a amené les propositions présentées à la pièce DA5 et, outre un bloc de 600 MW qui sera réservé à Hydro-Québec Production dans le cadre de cet appel d'offre, les autres propositions font toutes appel à des projets utilisant la ressource gaz naturel²⁰, ce qui nous amène à conclure que, si le Bureau d'audiences publiques en environnement autorise le projet Le Suroît à des fins d'exportation d'électricité hors Québec, les émanations totales de

²⁰ A l'exception d'un projet utilisant la biomasse forestière et prévoyant une capacité de production de 9,9 MW

l'ensemble des centrales de production d'électricité qui seront mises en service en 2007 vont augmenter les GES au Québec de près de 5%²¹.

Par ailleurs, nous ne saurions passer sous silence le fait qu'une telle situation - la construction d'une centrale utilisant le gaz naturel à des fins d'exportation ainsi que la mise en service de centrales utilisant le gaz naturel pour répondre aux besoins à court terme en électricité du Québec - soit le fruit d'un blocage ou d'un "vision" mise en place à Hydro-Québec dès 1998, soit le mythe de la centrale à moins de 3¢/kWh. Alors que d'aucun savaient que cet alignement était, en soi, irréaliste, le maintien de ce principe présidant au lancement de nouveaux aménagements hydroélectriques a fait en sorte qu'aucun aménagement significatif n'a été autorisé depuis les quatre dernières années et que, de ce fait, nous en soyons réduit à utiliser des options contraires à celles ayant été déployées à ce jour. Cette situation est déplorable et, afin de minimiser les inconvénients environnementaux associés à l'utilisation de la filière gaz naturel, il y a lieu de questionner fortement tout autre projet utilisant cette ressource et dont la finalité vise des marchés situés hors des frontières du Québec.

En dernier lieu, rappelons que, dans l'éventualité où le projet Le Suroît est ajouté au parc de production pour satisfaire les besoins en électricité du Québec, un tel état de chose ne sera le cas qu'après que la Régie eut statué sur les besoins en électricité au-delà de 2011 et que la proposition d'Hydro-Québec Production n'ait été acceptée par Hydro-Québec "le distributeur".

4.5. Les options alternatives au projet Le Suroît pour satisfaire les besoins futurs en électricité du Québec

Nous estimons qu'il existe plusieurs solutions alternatives au projet Le Suroît proposé par Hydro-Québec Production, alternatives qui auraient pour effet:

- d'éviter l'émission de plus de 2 million de tonnes de CO₂ par année, soit l'équivalent d'une flotte de 700 000 véhicules automobiles²²;
- d'éviter l'émission de 240 tonnes de NO_x par année;
- d'engendrer des risques financiers moins importants;
- et, éventuellement, lorsque l'énergie sera requise pour satisfaire aux besoins en électricité du Québec, présenter un coût d'acquisition moindre pour Hydro-Québec "le distributeur", ce qui se traduira par des tarifs moindres pour les utilisateurs de l'électricité au Québec.

²¹ Voir le mégaprojet de centrale au gaz naturel de 600 MW proposé à Varennes, en annexe 1

²² 20 000 km/année à 8 litres/100 km

Les solutions que nous préconisons, selon un ordre qui met en priorité les options qui répondent le plus efficacement à limiter la croissance de la demande à venir, se présentent ainsi:

1. les économies d'énergie et l'utilisation efficace de l'électricité;
2. l'importation d'électricité à partir des fournisseurs extérieurs au Québec;
3. l'utilisation du potentiel éolien au Québec;
4. l'aménagement des grands ouvrages hydroélectriques encore disponibles.

4.5.1. Les économies d'énergie et l'utilisation efficace de l'électricité

La première option qui, à notre avis, devrait être considérée afin de répondre aux besoins à venir en électricité du Québec consiste, notamment, à s'assurer que nous avons "fait le plein", collectivement, de tout le potentiel d'économie d'énergie et d'utilisation efficace de l'électricité mis à notre disposition et qui soit justifié économiquement. Ainsi, l'on peut affirmer que la meilleure façon de reporter la construction et la mise en service de nouvelles unités de production d'électricité consiste à maximiser tout le potentiel d'économie d'énergie et d'utilisation efficace de l'électricité qui se présente à nous.

Les économies d'énergie peuvent être divisées selon les trois secteurs suivants: industriel, commercial / institutionnel et résidentiel.

4.5.2. Secteur industriel

Ce qui caractérise le secteur industriel, c'est qu'un nombre restreint de grandes entreprises - environ 200 d'entre elles représentant 2% des abonnés de ce segment de la clientèle - consomme 88% de l'électricité utilisée par ce secteur d'activité²³. De plus, 48,3 % de l'électricité est consommée par les moteurs électriques, 44,2 % pour les procédés et 3,3 % à des fins d'éclairage, le chauffage de l'air et de l'eau s'effectuant principalement en utilisant le gaz naturel ou le mazout.

L'efficacité des moteurs s'est grandement améliorée durant les dernières années et celle des gros moteurs avoisine maintenant les 98 %. Même si les moteurs sont bien souvent surdimensionnés, la courbe de performance demeure relativement constante jusqu'à des charges représentant 50 % de la valeur nominale de ces unités. L'effort se situe maintenant dans l'augmentation de l'efficacité de l'ensemble "moteur-équipement entraîné", i.e. une plus grande efficacité pour les pompes, les ventilateurs, les systèmes de transmission... Chaque augmentation

²³ Consommation totale du secteur industriel: 63,8 TWh en 2001

d'efficacité de 1 % des ensembles "moteur-équipement entraîné" amène une économie d'énergie de 0,3 TWh/année.

Le second segment de consommation d'électricité se situe au niveau des procédés industriels. Les manufacturiers sont généralement peu enclins à apporter des changements dans les équipements utilisés par les procédés de fabrication afin de réaliser de économies d'énergie. Nous estimons qu'il est inadmissible que l'on permette un tel gaspillage sans qu'il n'y ait des incitatifs invitant les consommateurs industriels à faire un meilleur usage de la ressource électrique.

L'éclairage à des fins industrielles représente, quant à lui, une consommation d'électricité de 2,1 TWh/année et est constitué à 75% d'unités fluorescentes. En remplaçant les ballasts par des ballasts électroniques et des lampes à haute efficacité, nous serions en mesure d'économiser 10 % de ce segment de consommation, soit environ 0,21 TWh. Par ailleurs, par l'utilisation de réflecteurs plus performants, en maintenant une intensité lumineuse identique, la réduction de la consommation d'électricité à des fins d'éclairage pourrait atteindre près de 30 %.

Au niveau de l'ensemble des centrales de production d'énergie (production de vapeur, d'eau chaude utilisée par les procédés, ...) installées chez les consommateurs industriels, même si celles-ci sont majoritairement alimentées au gaz naturel ou au mazout, il n'en reste pas moins que 52 % de l'énergie thermique "résiduelle" n'est pas récupérée à la sortie, ce qui représente une perte équivalente à 38 TWh²⁴²⁵²⁶, l'entreprise estimant ne pas exister d'utilisation "valable" pour cette énergie résiduelle de "basse qualité"²⁷. Cependant, cette énergie pourrait être utilisée pour le chauffage des locaux mêmes de l'entreprise ou le chauffage des locaux d'une entreprise adjacente; d'où le concept "d'écologie industrielle".

Ainsi, pourquoi ne pas implanter une serre à proximité d'une usine présentant un fort taux de rejet thermique? En récupérant seulement 10% de l'ensemble des rejets thermiques des centrales de production d'énergie installées chez les consommateurs industriels, nous serions en mesure de réduire notre consommation d'énergie de 7,4 TWh par année. ON pourrait également utiliser un système de récupération basé sur la pyroélectricité mais les rendements associés à cette technologie sont relativement faibles - 1 ou 2 % environ -.

²⁴ Donnée 1992

²⁵ Il s'agit de TWh "thermiques"

²⁶ L'énergie "résiduelle" des centrales de production d'énergie est estimée à 74 TWh "thermiques"

²⁷ Souvent, il s'agit de vapeur basse pression (60 °C) ou d'eau chaude à des températures similaires

Avec les accords de Kyoto et l'urgence de réduire les gaz à effet de serre, la valorisation de tous ces rejets thermiques devrait susciter une préoccupation de tous les jours.

4.5.3. Secteur commercial et institutionnel

En 2000, les clients du secteur commercial et institutionnel ont consommé respectivement 21,7 TWh et 5,0 TWh d'électricité et cette consommation se répartit ainsi:

▪ chauffage de l'eau	1,3 TWh
▪ chauffage de l'air	7,3 TWh
▪ éclairage	8,7 TWh
▪ climatisation	6,2 TWh

L'efficacité des appareils de chauffage, notamment ceux utilisant l'électricité, est arrivé à maturité et, afin d'obtenir des rendements supérieurs, il faut donc considérer des options faisant appel à des "machines thermiques" (thermopompes air-air, thermopompes géothermiques, thermopompes bi-étagées²⁸). A titre d'exemple, l'utilisation d'une thermopompe géothermique avec un COP annuel de 3 permet de réduire la consommation d'électricité par un facteur trois et cette technologie peut être utilisée autant pour le chauffage de l'air que pour celui de l'eau. Ainsi, en utilisant une telle technologie et supposant un taux de pénétration de 100%, il en résulterait des économies totales annuelles d'environ 5,8 TWh. La faible pénétration de cette technologie, à ce jour, est essentiellement attribuable à un manque d'entrepreneurs bien encadrés et bien supportés et une promotion déficiente.

Tenant compte des programmes d'efficacité énergétique mis en place par le passé, il serait vain d'espérer la venue de "l'Appareil miracle" puisque les optimisations aux niveaux des appareils ont été déjà réalisées par le passé; cependant, il y a lieu maintenant de considérer l'optimisation des systèmes dans leur ensemble. Dans cet ordre d'idée, les systèmes de gestion de l'énergie et les appareils "Plug and play" vont bientôt permettre d'atteindre l'optimisation du bâtiment dans son ensemble. Cette gestion globale permettra, par exemple, d'éviter le chauffage et la

²⁸ Thermopompes à deux cycles de compression utilisant deux réfrigérants, permettant d'obtenir des températures plus élevées qui soient équivalentes à celles d'une bouilloire

climatisation simultanés d'un même bâtiment. Des mesures présentement mises en oeuvre par des entrepreneurs en CVC sont²⁹:

- la pose d'un volet permettant de fermer hermétiquement l'arrivée d'air frais dans les unités de toit lorsque le bâtiment est inoccupé. Les volets conventionnels laissent entrer 10% d'air frais en continu et la généralisation de cette mesure à l'ensemble des bâtiments utilisant un apport d'air frais de l'extérieur permettrait une économie de 1,5 TWh/année; de plus, il s'agit d'une mesure qui assure une période de recouvrement de l'investissement de moins d'une année;
- l'utilisation d'une sonde CO₂ dans l'évacuation d'air viciée afin de moduler l'apport d'air frais en fonction de l'état de l'air du bâtiment. Cette mesure, déployée massivement, permettrait une économie d'environ 0,5 TWh et assurerait une période de recouvrement de l'investissement d'environ une année;
- l'utilisation de sondes mesurant le niveau d'enthalpie dans l'air extérieur, ce qui permettrait d'optimiser le moment où il y a lieu de basculer en mode "économiseur" ("free cooling").

Au niveau de l'éclairage, l'utilisation de ballast électroniques à gradation couplé à l'utilisation de fluorescents haute efficacité permettrait, d'une part, de réduire la consommation d'électricité et, d'autre part, d'ajuster le niveau d'éclairage au niveau désiré. Dans ce cas, nous estimons le potentiel d'économie d'énergie à 1 TWh/année, comme en témoigne la fiche suivante déposée dans le cadre de l'audience de la Régie de l'énergie R-3473 portant sur la mise en place de mesures efficaces d'économies d'énergie.

Eclairage	Mesure	Potentiel GWh
	Réduction de la densité de puissance d'éclairage	430
	Remplacement des ampoules incandescentes par des fluorescents compacts	359
	Remplacement des fluorescents 34 W par des fluorescents F32 T8	137
	Réduction du temps d'éclairage	83
	Indicateurs de sortie	42
	Lampe sodium dans stationnement	16
	Cellules haute efficacité pour éclairage public	11
Total		1078

²⁹ Il s'agit de cas concrets de réalisations d'entrepreneurs en CVC (Chauffage - Ventilation - Climatisation) qui ont été soumis à l'attention des chercheurs du LTE de Shawinigan

Par ailleurs, une meilleure gestion des zones éclairées et des horaires d'éclairage pourrait être réalisée à l'aide des ballasts "DALI". Il s'agit de ballasts à gradation qui peuvent être commandés à distance via une télécommande par fil et qui permettraient la reconfiguration des zones d'éclairage sans avoir à modifier le système de distribution d'électricité du bâtiment.

4.5.4. Secteur résidentiel

Dans le secteur résidentiel, le chauffage des locaux consomme 21,5 TWh par année et le chauffage de l'eau, 8,5 TWh. Encore ici, l'utilisation d'une "machine thermique" permettrait de réaliser des économies substantielles pour ces deux fonctions. Cependant, pour une résidence unifamiliale, le coût pour le forage d'un puit s'avère un investissement trop important alors qu'un tel investissement pourrait être justifié s'il dessert plusieurs unités familiales d'habitation via un réseau urbain de chauffage par géothermie.

Ainsi, avec environ 30 000 nouvelles résidences unifamiliales mises en chantier à chaque année et branchées à un réseau souterrain de chauffage par géothermie, il en résulterait une économie d'énergie de 0,4 TWh/année³⁰ pour l'ensemble de ce parc immobilier et un effet cumulatif de 2 TWh après 5 années, sans comptabiliser les bénéfices résultant de la climatisation de ces unités - une composante de la demande en croissance depuis quelques années-.

Par ailleurs, s'agissant des résidences unifamiliales de construction récente, des économies pourraient résulter d'un meilleur contrôle de la ventilation - ce qui éviterait la "surventilation" et des pertes d'énergie -; quant aux résidences moins récentes, l'amélioration de l'enveloppe thermique demeure toujours la mesure d'économie à privilégier.

4.5.5. L'achat d'électricité sur les marchés voisins - et son importation via les interconnexions électriques - et l'utilisation de la capacité de stockage des réservoirs

La seconde option qui, à notre avis, devrait être considérée afin de répondre aux besoins à venir en électricité du Québec consiste, notamment, à utiliser nos capacités d'interconnexions avec les réseaux voisins afin de s'approvisionner, à faible coût, auprès de producteurs qui opèrent en mode de "surplus de production". Ainsi, cette option quant à l'approvisionnement en électricité du Québec auprès des producteurs voisins aurait comme avantage de rendre disponible à la clientèle du Québec une énergie peu dispendieuse et exempte d'effets environnementaux négatifs pour le Québec et ce scénario pourrait, par ailleurs, être optimisé en

³⁰ 21 000 kWh/année/résidence pour le chauffage de l'air et de l'eau (valeur typique) * 2/3 (économie escomptée) * 30 000 résidences unifamiliales mises en service à chaque année

utilisant la capacité exceptionnelle de stockage - annuelle et multi-annuelle - que représentent nos réservoirs hydroélectriques. Rappelons brièvement les liens d'interconnexion qui existent entre le Québec et les réseaux voisins:

Québec-réseaux voisins	7 500 MW	Interconnexions existantes avec les États-Unis, l'Ontario et le Nouveau-Brunswick ³¹
Québec-Ontario	50 MW	Nouvelle capacité de transit disponible via le réseau Maclaren ³²
Québec-Ontario	100 MW	Mise en service en 2003 ³³
Québec-Vermont	500 MW	A l'étude ³⁴
Québec-Nouvelle Angleterre	130 MW	Interconnexion privée propriété de Brascan ³⁵
Québec-Maine	?	A l'étude; interconnexion privée propriété de Brascan ³⁶

A l'évidence, le Québec dispose d'amples capacités d'interconnexions qui pourraient être mises à profit afin de répondre aux besoins à venir du Québec, à plus forte raison des capacités aptes à importer plus que les 6,5 TWh proposés par le projet Le Suroît. Tout cela est illustré à la page suivante et l'on y présente les conditions d'import/export d'électricité le 1^{er} octobre 2002 à travers les interconnexions d'Hydro-Québec avec les réseaux voisins.

Est-ce à dire que, dans l'éventualité où le Québec optait pour l'importation d'énergie afin de satisfaire les besoins à venir en électricité du Québec, il se mettrait en situation de "dépendance énergétique" vis-à-vis les producteurs extérieurs ou subirait les effets des prix élevés dus à un manque de concurrence au niveau des fournisseurs potentiels d'électricité durant les périodes d'achat d'électricité? Il n'en est rien pour les raisons suivantes:

³¹ Gouvernement du Québec, "L'énergie au service du Québec: une perspective de développement durable", 1999

³² Information disponible sur le site de TransÉnergie

³³ <http://www.infrastructures.com/0102/bref.htm>

³⁴ <http://www.ccvfsf.org/2.ACTION/HYDRO/Hydro.37.a.html>

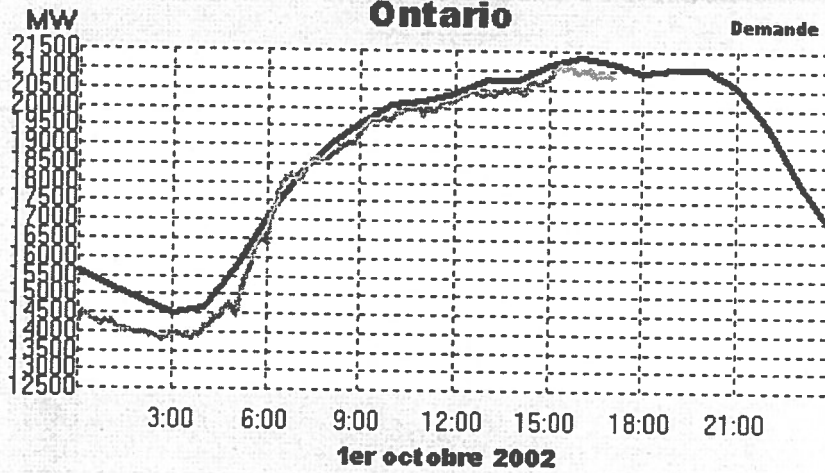
³⁵ http://www.cyberpresse.ca/reseau/economie/0110/eco_101100024069.html

³⁶ http://www.cyberpresse.ca/reseau/economie/0110/eco_101100024069.html

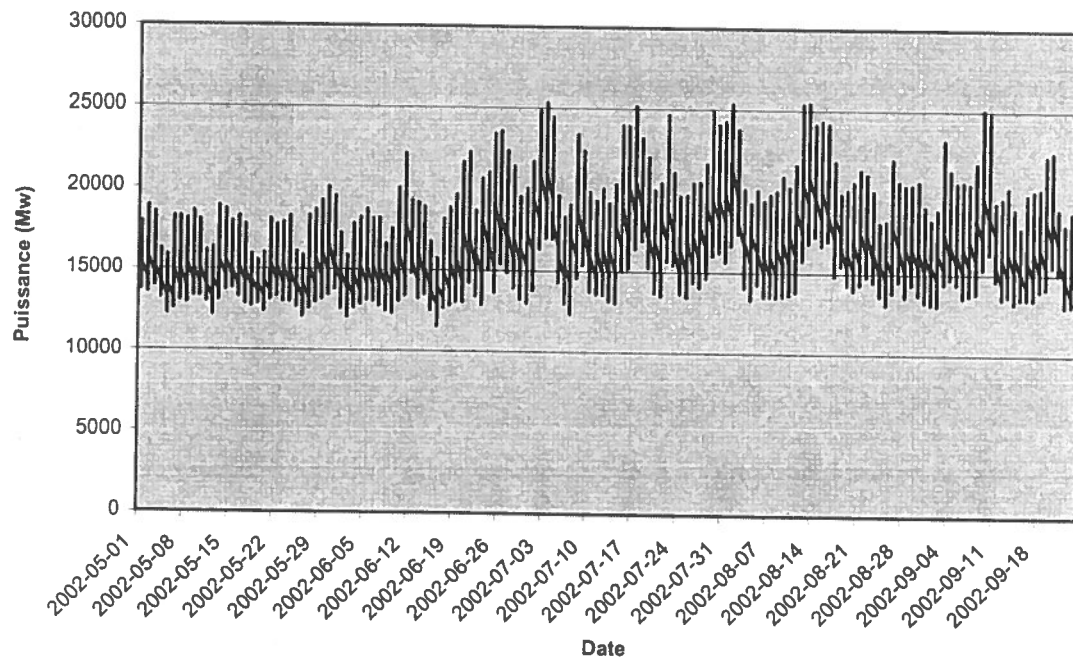
- nonobstant le Nouveau-Brunswick qui présente un profil de consommation d'électricité similaire à celui du Québec³⁷, les provinces et états américains limitrophes du Québec se caractérisent par une forte demande en électricité durant la période estivale alors qu'ils connaissent des périodes de moindre consommation durant la période hivernale, ce qui fait en sorte qu'une très grande "disponibilité" d'électricité se présente, à nous, en automne et au printemps ainsi qu'au moment où notre consommation d'électricité se situe à son maximum annuel;
- la grande diversité des provinces et états présentant un profil de consommation "inversé" par rapport à celui du Québec fait en sorte que le Québec serait assuré de trouver, à bon prix et en faisant jouer le jeu de la concurrence, l'énergie dont il a besoin, à l'avenir, pour une partie importante de la croissance de la demande au Québec, comme le démontrent les graphiques présentant le profil de consommation d'électricité en Ontario;
- les prix de l'électricité, durant ces périodes, sont bas et expliquent, en grande partie, les importants bénéfices dégagés par Hydro-Québec Production depuis les 3 dernières années dans ses achats d'électricité à des fins de revente sur les marchés voisins.

³⁷ Le Nouveau-Brunswick a, par le passé, fait la promotion du chauffage à l'électricité, ce qui l'amène à avoir un profil de consommation similaire à celui du Québec, soit une consommation importante durant la période hivernale et une plus faible consommation durant la période estivale

Profil de consommation quotidienne Ontario



Profil de consommation en Ontario



4.5.6. Le potentiel éolien au Québec

Un parc éolien de 2 100 MW jumelé à l'utilisation des centrales hydrauliques - l'ajout d'une roue de turbine supplémentaire à la centrale de Ste-Marguerite à titre

Annexe 1

de support en puissance, si nécessaire - pourrait, en respectant les mêmes délais que ceux énoncés par le promoteur du projet Le Suroît, fournir un service sensiblement équivalent au projet proposé par le promoteur de ce projet, ce qui:

- éviterait la production de gaz à effet de serre;
- éviterait la production de polluants tels que les oxides d'azote;
- exploiterait une ressource indigène au Québec plutôt que d'avoir recours ou d'être dépendant d'une ressource importée³⁸;
- créerait une activité industrielle de l'ordre de 350 à 400 M\$ par année³⁹ pour la fabrication des éoliennes durant les 5 années pour la construction de ces unités et créerait près de 400 emplois permanents pour l'opération et l'entretien des parcs éoliens en opération;
- résulterait en un coût de production de l'électricité inférieur au gaz naturel - 4,4 ¢/kWh pour l'éolien vs 6¢/kWh pour le gaz naturel -, générant une valeur actualisée supérieure au gaz de 1,5 G\$ pour une vie utile de 20 ans.

4.5.6.1.État de la technologie éolienne

Voici quelques faits saillants relatifs à l'état de l'industrie éolienne dans le monde:

- un chiffre d'affaires de l'ordre de 10 G\$ par année;
- une croissance annuelle de l'ordre de 30 % en 2001, pour une 6^{ième} année consécutive;
- la mise en service de 6 500 MW de nouvelles unités éoliennes en 2001⁴⁰;
- une capacité mondiale de plus de 24 000 MW installé à la fin de 2001⁴¹ alors que celle-ci devrait atteindre plus de 32 000 MW à la fin de 2002;

³⁸ Plus de 200 M\$ d'achat de gaz naturel par année

³⁹ Plus de 4000 emplois par année)

⁴⁰ American Wind Energy Association, (<http://www.awea.org>) The most frequently asked questions about wind energy, 2002, page 19

⁴¹ American Wind Energy Association, (<http://www.awea.org>) The most frequently asked questions about wind energy, 2002, page 19

- une capacité mondiale de production de plus de 10 000 MW par année;
- une production mondiale d'énergie de plus de 50 TWh par année⁴², en croissance de 30 % par année.

La production d'électricité à partir de la ressource éolienne fait aujourd'hui appel à des technologies éprouvées:

- des unités de production de 600 kW à 3,2 MW sont commercialement disponibles "en catalogue";
- des unités de production sont également disponibles pour fonctionner:
 - sous des climats froids, des versions nordiques étant disponibles pour un coût majoré d'environ 5 % par rapport aux versions standards;
 - sous des conditions givrantes, des éoliennes étant fabriquées pour opérer sous des conditions de givre jusqu'à 100 jours par année.

Des exemples probants démontrent également que la production d'électricité à partir de la ressource éolienne comble des besoins énergétiques essentiels des pays qui utilisent cette filière de production d'électricité:

- une haute pénétration démontrée dans plusieurs pays, notamment le Danemark qui comble, à certaines périodes de l'année, plus de 70 % de la puissance requise pour ses propres besoins;
- une prévisibilité assurée quant à la production d'électricité à partir de l'énergie éolienne, des modèles mathématiques éprouvés permettent de prédire la puissance d'une centrale éolienne 48 heures à l'avance, avec une précision de l'ordre de 10 %.

Au Québec où la ressource éolienne est reconnue comme exceptionnelle⁴³, l'exploitation de la filière éolienne pourrait constituer le complément idéal au parc, actuel et à venir, de production hydraulique. Ressource

⁴² American Wind Energy Association, (<http://www.awea.org>) The most frequently asked questions about wind energy, 2002, page 9

⁴³ Voir Benoit, R., Wei Yu et Lemarquis, D., « Mesoscale Mapping of the Wind Energy Climate of Canada », CanWEA Wind Energy Conference, Ottawa, Ontario, October 29-31, 2001

renouvelable et fonctionnant à l'aide d'un carburant gratuit, non polluant, la filière éolienne présente par ailleurs un avantage net au chapitre économique et industriel.

4.5.6.2.Économique de la technologie éolienne

À partir des informations obtenues de la firme Vestas⁴⁴ concernant le prix de vente d'unités éoliennes reçues en commande par son partenaire espagnol «Gamesa» au début de l'an 2000 - 1400 MW pour 5 Milliards de couronnes danoises⁴⁵ -, nous obtenons un coût de vente des unités éoliennes livrées à ce client, transposé au contexte québécois, de 1196 \$/kW installé et raccordé au réseau, un coût qui se répartit ainsi:

- un coût de vente "de base" de 714 \$/kW;
- une majoration de 5% pour obtenir la version "nordique" de ces unités;
- des frais de planification, de construction et de raccordement au réseau s'élevant à 25 % du projet⁴⁶;
- une réserve de 20 % pour les imprévus;
- le coût d'une 3ème turbine devant être ajoutée à la centrale de Ste-Marguerite afin de profiter de la complémentarité éolien/hydraulique.

Afin d'obtenir des caractéristiques puissance/énergie comparables au projet Le Suroît soumis par Hydro-Québec Production, un parc d'unités éoliennes totalisant 2 100 MW devrait être mis en service, pour un coût total de 2 512 M\$. Voici les principaux paramètres financiers et énergétiques associés à cette option, lesquels nous permettent d'établir que le coût de production d'électricité à partir de la ressource éolienne s'établit à 4,4 ¢/kWh:

- un coût de capital, net d'inflation, de 105,89 \$ par année et par kW, basé sur une vie utile de 20 ans, un coût de capital de 8 % et un taux d'inflation de 1,7 %;

⁴⁴ Vestas, Stock Exchange announcement no 01/2000, Ringkøbing, Danemark, 21 janvier 2000

⁴⁵ Taux de conversion utilise: 0,20 \$C par couronne danoise Dkk

⁴⁶ What does a wind turbine cost, guided tour, 8 mai 2002, <http://www.windpower.org/tour/econ/index.htm>

- la production annuelle nette, pour un vent de 8 m/s et en allouant un facteur de pertes de 14 %, de 3096 kWh/kW⁴⁷, d'où l'on dérive un coût de capital de l'énergie éolienne de 3,4 ¢/kWh (105,89/3096);
- un coût d'opération et d'entretien de l'ordre de 1 ¢/kWh⁴⁸.

Le chiffrer présenté en annexe 2 compare les flux de capitaux, sur une base annuelle, pour les deux propositions avec une mise en service à partir de 2006. Les résultats démontrent de façon éloquente un coût actualisé de la filière éolienne inférieur de 1,5 G\$ par rapport à l'option s'appuyant sur la filière gaz naturel et ces résultats sont présentés sous forme graphique en annexe 3.

Ces résultats s'appliquent pour des projets qui présentent un fort contenu de fabrication locale et pour des projets financés par la société publique responsable de la production et de la fourniture d'électricité dans un territoire donné. Selon Wisner and Kahn⁴⁹, les coûts de tels projets devraient être inférieurs de 30 à 40 % à ceux appartenant à des promoteurs privés.

4.5.6.3. Un exemple probant de déploiement éolien présentant des coûts inférieurs au projet Le Suroît: le projet Le Nordais

Un autre exemple d'un projet présentant de coûts inférieurs au projet Le Suroît s'applique dans le cas du projet Le Nordais de 100 MW en Gaspésie. On estime que le prix payé par Hydro-Québec Distribution pour l'électricité produite par ce parc éolien se situerait à environ 5,8 ¢/kWh et il y a lieu d'ajouter qu'il s'agit d'un coût d'achat et non du coût de production. Par ailleurs, le projet Le Nordais est un projet appartenant à et financé par un promoteur privé, donc présentant des coûts de 30 à 40 % plus élevés que le coût de revient pour une société publique si cette dernière en assurait le financement et en était la propriétaire.

Ce qu'il convient de noter ici, c'est que, même si le projet Le Nordais appartient à un promoteur privé, donc un contexte qui amène un coût de

⁴⁷ Données extraites du document Vestas, Stock Exchange announcement no 01/2000, Ringkøbing, Danemark, 21 janvier 2000

⁴⁸ Operation and Maintenance Cost for Wind Turbines, guided tour, 6 août 2000, <http://www.windpower.org/tour/econ/oandm.htm>

⁴⁹ Wind Power Costs Depend on Ownership, Financing, Wind Energy Weekly, no. 709, 12 août 1996, AWEA

production de 30 à 40 % plus cher que s'il appartenait à Hydro-Québec, ce projet est néanmoins moins dispendieux que la proposition Le Suroît qui serait, elle, propriété d'Hydro-Québec Production.

4.5.6.4. Délai de mise en service de l'option éolienne

Un programme de cet envergure, 2 100 MW d'éolien à être mis en service avant la fin de 2006, est conforme aux pratiques courantes pour les projets éoliens de cette envergure. Selon l'AWEA⁵⁰, le délai normal pour compléter un projet éolien est de l'ordre de 18 mois à 24 mois incluant l'évaluation de la ressource éolienne et l'obtention des autorisations requises.

Ainsi, les 2 100 MW d'éolien présentés comme alternative au projet Le Suroît pourraient être installés avant la fin de 2006, le premier tiers en 2004, le second en 2005 et le troisième en 2006. Il faut noter ici que, dès que les premières unités éoliennes sont installées, elles peuvent être mises en production dès ce jour, ce qui nous amène à constater que les 2 premiers tiers du parc visé auraient produit 6,5 TWh d'énergie au moment de la mise en service du dernier tiers et ce, bien avant la mise en service anticipée du projet Le Suroît.

Voici d'autres exemples qui permettent de conforter notre opinion quant aux délais de mise en service des parcs de production d'électricité faisant appel à la ressource éolienne:

- avec son nouveau programme éolien, la France a comme objectif de mettre en service environ 10 000 MW d'unités éoliennes avant la fin de 2010, ce qui représente un taux d'installation de plus de 1 250 MW par année et ce, pour un pays qui n'a presque aucune unité éolienne en opération à ce jour;
- l'Espagne installe plus de 1 000 MW d'unités éoliennes par année;
- pour la seule année 2001, l'Allemagne a installé 2 650 MW d'unités éoliennes;
- et, finalement, en 2001, les Etats-Unis ont, quant à eux, installé 1 700 MW d'unités éoliennes.

⁵⁰ American Wind Energy Association, (<http://www.awea.org>) The most frequently asked questions about wind energy, 2002, page 4

4.5.6.5. Risque financier comparatif de l'option "gaz naturel" vs la filière éolienne

En plus d'une production de gaz à effet de serre de plus de 2 million de tonnes par année et de la production de près de 240 tonnes de NO_x par année, le risque financier d'une centrale au gaz naturel à trait à la volatilité et l'imprévisibilité des coûts de cette source d'énergie.

En comparaison, pour l'éolien, puisque le coût principal est un coût de capital, le risque financier réside uniquement dans la fluctuation des taux d'intérêts, un faible risque financier s'il en est.

4.5.6.6. Impact environnemental comparatif de l'option "gaz naturel" vs la filière éolienne

Comme on l'a mentionné ci-haut, l'impact environnemental de la centrale au gaz naturel Le Suroît est:

- la production de plus de 2 million de tonnes par année de CO₂;
- la production de près de 240 tonnes par année de NO_x;
- la production de polluants - incluant des gaz à effet de serre - et une consommation d'énergie durant la construction de la centrale.

Quant à lui, l'impact environnemental de la filière éolienne se résume à:

- la production de polluants - incluant des gaz à effet de serre - durant la fabrication et la construction des parcs éoliens. Une étude de l'Association des fabricants éoliens danois⁵¹ démontre que la consommation d'énergie, pour ces activités, représente l'équivalent de 2 à 3 mois de production d'électricité sur la vie utile de 20 ans des parcs éoliens⁵²;
- un faible impact sur la faune, notamment durant la phase de construction des parcs - durée de construction sur le site d'environ 3 mois -;

⁵¹ voir le site internet www.windpower.org, guided tour, « Energy Payback Period for Wind Turbines »

⁵² voir aussi le site internet <http://www.awea.org/faq/bal.html>, Gipe, Paul, « How much energy does it take to build a wind system in relation to the energy it produces? »,

- des risques de collision des oiseaux⁵³, notamment avec les lignes électriques raccordant les éoliennes individuelles à l'intérieur des parcs éoliens (une solution consiste à enfouir le réseau de raccordement);
- de faibles inconvénients associés au bruit⁵⁴, les éoliennes modernes n'émettant que 40 dB à une distance de 400 mètres des tours;
- un faible impact visuel, les parcs éoliens étant généralement conçus pour être en harmonie avec leur environnement immédiat.

4.5.7. L'aménagement des grands ouvrages hydroélectriques encore disponibles

En dernier lieu, dans la mesure où les options énoncées précédemment auront été "épuisées" ou, qu'à l'évidence, des considérations économiques justifieraient le rejet de ces solutions, il y aurait lieu de relancer la construction de grands ouvrages hydroélectriques, lesquels permettent d'obtenir des "économies d'échelle" appréciables - ce qui se traduit par un meilleur coût d'acquisition pour les clients d'Hydro-Québec Distribution - et de minimiser les impacts environnementaux négatifs découlant de l'obligation que nous avons collectivement de répondre à la croissance de la demande en électricité au Québec.

A cet égard et nonobstant d'autres projets annoncés récemment, la liste partielle des projets énoncés à la section 3.1 témoignent, plus que jamais, de l'intérêt économique à privilégier l'aménagement de grands ouvrages hydroélectriques au détriment de sources d'énergie beaucoup plus polluantes.

Ainsi, dans la mesure où nous avons démontré qu'il existe de nombreuses solutions alternatives au projet Le Suroît, dans la mesure où nous avons démontré que ces solutions sont techniquement et financièrement valables en plus de présenter de nets avantages au chapitre de l'environnement, nous estimons que, s'agissant d'autoriser la construction du projet Le Suroît à des fins de comblement des besoins à venir en électricité du Québec, le projet Le Suroît ne devrait pas être autorisé.

⁵³ voir le site internet www.syndicatprofessionneldesrechercheursdel'IREQ.com, guidetour, « Birds and wind Turbines »
210 boul de Montarville, bureau 3014, Boucherville (Québec) J4B 6T3

⁵⁴ voir le site internet www.winpower.org, guidetour, « Sounds from wind Turbines »qc.ca

5. Recommandations

Les divers éléments qui ont été mis en évidence dans ce mémoire peuvent être synthétisés dans les recommandations suivantes:

Ainsi, le Syndicat professionnel des scientifiques de l'IREQ recommande au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement de rejeter la demande d'autorisation présentée par le promoteur Hydro-Québec Production pour les motifs suivants:

- ⇒ Eu égard à la construction de la centrale Le Suroît à des fins d'exportation d'électricité sur les marchés voisins, Hydro-Québec "le producteur" n'a pas, d'une part, fait état des risques financiers associés à ce projet et, d'autre part, produit une démonstration claire, précise et concluante quant à la rentabilité économique de ce projet eu égard aux incertitudes entourant le marché nord-américain de l'électricité;
- ⇒ Eu égard à la construction de la centrale Le Suroît à des fins de comblement des besoins en électricité du Québec, avant d'en autoriser la construction, il y aurait lieu:
 - qu'Hydro-Québec "le producteur" rende disponible et utilise les interconnexions et la capacité de stockage de ses réservoirs afin d'acheter à faible prix les surplus d'électricité disponibles sur les réseaux voisins et les proposer aux clients du Québec;
 - qu'Hydro-Québec "le distributeur" mette en place et utilise toutes les options d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie qui sont à sa disposition et dont elle peut assurer la maîtrise d'œuvre sans intervenants externes;
 - qu'Hydro-Québec "le producteur" propose la production d'électricité utilisant la ressource éolienne;
 - qu'Hydro-Québec "le producteur" favorise le développement des grands projets hydroélectriques comme étant une option techniquement, financièrement et environnementalement valable.

Annexe 3

COMPARAISON GAZ NATUREL VS ÉOLIEN

Conditions générales: taux d'actualisation = 8 %; inflation = 1,7 % (sur Opération et Entretien (O&E));
 GAZ : 800 MW; 6,5 TWh/an; vie 20 ans; rendement centrale = 57,5 %;

coût du capital = 500 M\$, à 20 ans, à 8 %, pour 6,5 TWh, coût du capital = 0,78 \$/kWh

coût du carburant: 2006 = 3,02 \$US/million BTU*; pour 6,5 TWh, à 57,5 % = 186,4 M\$ (2006), donne 2,87 \$/kWh,

O&E: un coût total de 6 \$/kWh; O&E = 6\$/kWh - coût (capital + carburant) = 2,35 \$/kWh

ÉOLIEN: 2100 MW; 6,5 TWh; vie 20 ans;

coût = 2512 M\$; (Espagne 1400 MW pour 1 G\$Cdn) = 714 \$/kW x 1,25 (installation, racc réseau) x

1,05 (version nordique) x 1,20 (imprévus) + 150 M\$ (support en puissance: 3e roue SM-3)

vent = 8,0 m/s; 3600 kWh/kW x 0,86 (14 % pertes) = 3096 kWh/kW

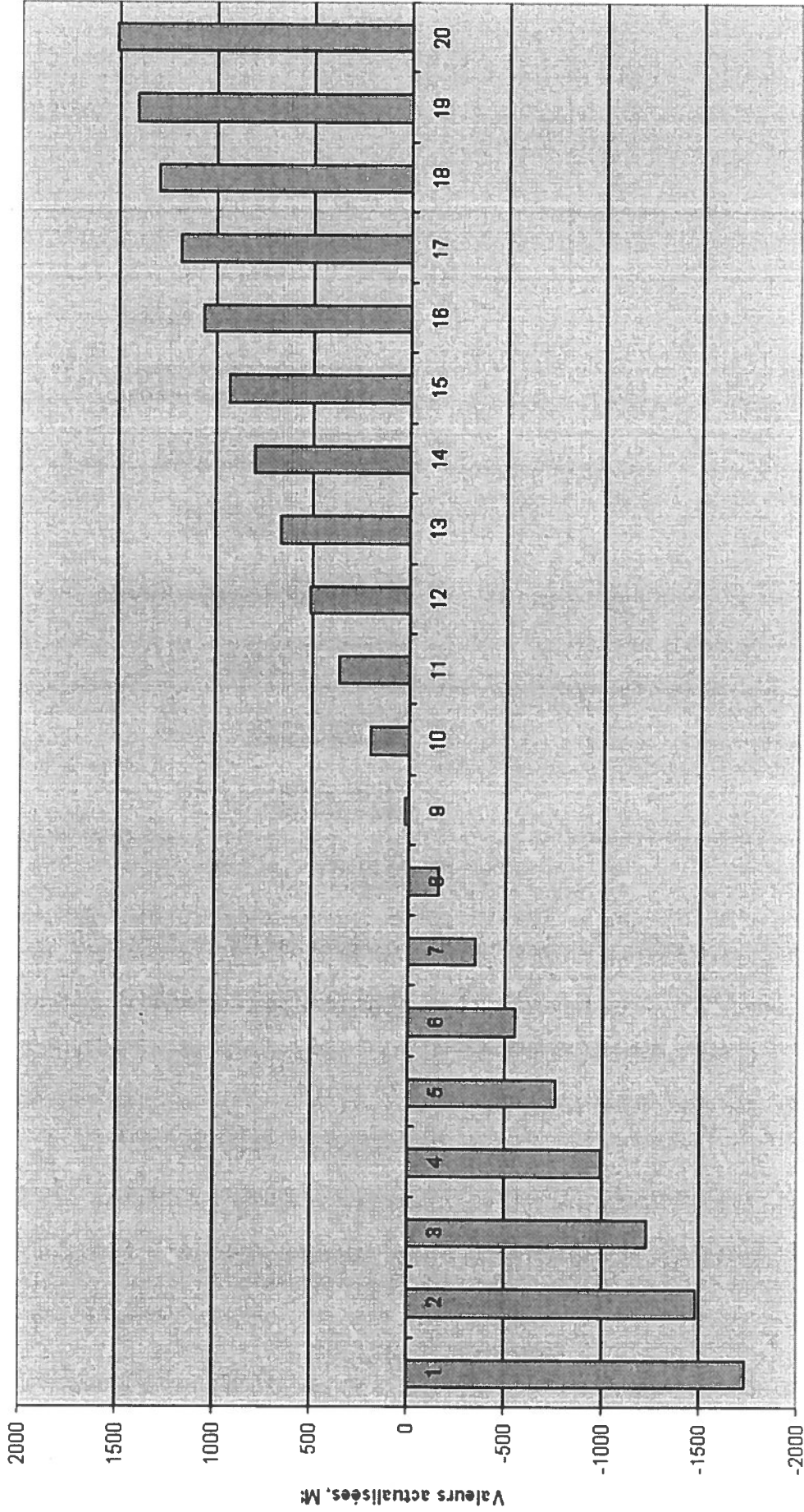
O&E = 1 \$/kWh, à 6,5 TWh/an donne 65 M\$/an

année	GAZ				ÉOLIEN				différence GAZ - ÉOLIEN	
	coût capital M\$	coût carb \$/US/MBTU	carburant M\$	O&E M\$	Coût annuel M\$	coût capital M\$	O&E M\$	Coût annuel M\$	\$ courants annuel M\$	actualisé cumulatif M\$
2006	500	3.02	186.43	152.75	839.18	2512	65	2577.00	-1737.82	-1737.82
2007		3.14	193.84	155.35	349.18		66.11	66.11	283.08	-1477.39
2008		3.29	203.10	157.99	361.09		67.23	67.23	293.86	-1228.67
2009		3.44	212.36	160.67	373.03		68.37	68.37	304.66	-991.43
2010		3.57	220.38	163.40	383.79		69.53	69.53	314.25	-766.30
2011		3.7	228.41	166.18	394.59		70.72	70.72	323.87	-552.84
2012		3.83	236.43	169.01	405.44		71.92	71.92	333.52	-350.61
2013		3.97	245.08	171.88	416.96		73.14	73.14	343.82	-158.81
2014		4.11	253.72	174.80	428.52		74.38	74.38	354.14	22.93
2015		4.26	262.98	177.77	440.75		75.65	75.65	365.10	195.32
2016		4.41	272.24	180.80	453.03		76.93	76.93	376.10	358.70
2017		4.59	283.07	183.87	466.94		78.24	78.24	388.70	514.03
2018		4.77	294.34	187.00	481.33		79.57	79.57	401.76	661.75
2019		4.96	306.05	190.18	496.23		80.93	80.93	415.30	802.23
2020		5.16	318.23	193.41	511.64		82.30	82.30	429.34	935.83
2021		5.36	330.90	196.70	527.60		83.70	83.70	443.90	1062.92
2022		5.57	344.07	200.04	544.11		85.12	85.12	458.99	1183.81
2023		5.80	357.76	203.44	561.20		86.57	86.57	474.63	1298.83
2024		6.03	372.00	206.90	578.90		88.04	88.04	490.86	1408.26
2025		6.27	386.81	210.42	597.22		89.54	89.54	507.69	1512.39

TR = 15.5 %

* Source: Prévisions de prix du gaz naturel Henry Hub sur le Nymex \$US/MMBtu; Prévisions de prix du gaz naturel aux Etats-Unis et au Canada, Septembre 2000

Valeurs actualisées : Éolien vs Gaz



Années : 2006 à 2025

Mégaprojet énergétique de 600 M \$ à Varennes

Calpine veut construire une centrale au gaz naturel de 600 mégawatts

Hydro-Québec Distribution (HQD) procédait récemment à un appel d'offres de la part de producteurs privés d'électricité pour l'achat d'énergie produite à partir du Québec. Parmi les soumissionnaires, Calpine Canada, filiale de la multinationale américaine du même nom, propose à HQD 600 mégawatts, qu'elle produirait à Varennes, au moyen d'une centrale au gaz naturel. Si son offre est retenue, Calpine investirait près de 600 millions \$ et créerait une trentaine d'emplois permanents, en plus des 350 nécessaires pendant la construction.

Mais, comme le précise Daniel Allard, Vice-président senior de Calpine Canada, depuis son bureau de Calgary, « Rien n'est signé, puisque nous sommes présentement en plein milieu du processus de soumission. Hydro-Québec Distribution nous indiquera à la fin septembre si notre candidature est conforme aux règles énoncées et si elle est retenue pour l'annonce en novembre ». Si l'offre de Calpine est retenue, il ne fait aucun doute que il s'agira du plus gros investissement que la région ait connu à ce jour.

Dans cette éventualité, la centrale devra se trouver nécessairement à proximité d'un pipeline et d'un plan d'eau. « Nous ne pouvons pas indiquer l'endroit précis, car vous comprendrez que nous attendons des réponses de la

part d'Hydro-Québec avant d'entamer les négociations avec les propriétaires privés », indique monsieur Allard. Interrogé à savoir si le fait d'utiliser le gaz naturel peut jouer en faveur de Calpine lors de l'examen des dossiers, il répond : « Puisque nous croyons pouvoir construire la centrale près d'où Hydro-Québec nécessite la production, soit Montréal,

n o u s



Calpine possède déjà 45 centrales fonctionnant au gaz naturel.

croions que cela sera un facteur déterminant. » Selon lui, une fois l'offre de Calpine retenue, la corporation mettrait enclencherait immédiatement le processus de licence et de construction. « Cela prend environ de 18 à 24 mois pour obtenir le certificat et les licences, puis de 24 à 30 autres mois pour la construction elle-même. Nous serions très heureux de nous installer au Québec ».

Bien entendu, rien n'est gagné d'avance. Surtout qu'Hydro est aussi dans la course, ce qui en a surpris plus d'un lors de l'ouverture des soumissions. Lucie Brodeur, porte-parole pour Hydro-Québec, Montérégie-Estrie, explique : « Il faut comprendre que Hydro-Québec fait elle-même partie des soumissionnaires, via Hydro-

Quebec Production (HQP). En vertu de la nouvelle loi de la Régie de l'énergie, Hydro-Québec doit aller en appel d'offres pour s'approvisionner au-delà des termes fixés par le Contrat patrimonial. Sur ce terrain là, HQP agit au même titre que n'importe quel producteur, mais elle n'est plus seule. Nous avons donc soumissionné, comme les autres producteurs, et nous examinerons à la fin septembre les offres faites. Mais, nos soumissions n'ont rien à voir avec Varennes. Elles concernent exclusivement Radisson-Bala-James et Radisson (harnachement de rivières).

Ainsi, de tous soumissionnaires pour le projet de centrale de production énergétique, HQP, Calpine, Inmerges, Borales, ATCO Power et autres, seule Calpine a des visées en Montérégie.

Qu'en dit la ville de Varennes? Écoutons Michel Matton, directeur du Service de l'urbanisme : « On ne peut pas encore s'avancer, puisque le dossier n'est pas finalisé. Ce que je peux vous confirmer c'est que la Ville a été approchée par des représentants de Calpine. Ils nous ont exposé le projet, c'est tout pour l'instant. Si Calpine remporte l'appel d'offres, ils nous rencontreront de nouveau, car il pourrait y avoir des modifications de zonage ou des ajustements réglementaires à effectuer afin de pouvoir les accueillir. Ceci dit, monsieur Matton assure que si tel était le cas, cela ne nécessiterait pas de délais supplémentaires. « Par contre, devons-nous aller en audiences publiques pour un projet de cette envergure ? » (Suite aux protestations du lobby écologiste le ministre de l'environnement a récemment réitéré au BAPÉ le projet de centrale au gaz qu'Hydro veut construire à Beauharnois n.d.l.r.). En conclusion, monsieur Matton souligne que « le

projet est très viable, puisqu'il se retrouverait dans notre zone pétrochimique. Ce qui s'inscrit bien dans le type d'industries basées à Varennes. »

Selon nos sources, un terrain à vendre, voisin de celui de Kronos, en bordure du fleuve, pourrait très bien convenir à Calpine.

Varennes est « due » pour un projet énergétique, surtout après le X^{ème}

CALPINE

Repowering America

Fondée en 1984, la société californienne Calpine est devenue en quelques années le plus important producteur privé d'électricité en Amérique du nord

- 64 centrales générant 12 100 mégawatts
- 25 centrales en construction d'une capacité totale de 13 992 MW (en comparaison, Hydro-Québec Production a une puissance installée de 32 274 MW)
- Plus important programme (15 milliards \$ US) de construction de centrales énergétiques de l'histoire
- Principal producteur d'énergie géothermique de la planète
- Réserves de 1,3 trillion de pieds cubes de gaz naturel
- 3^e rang au FORTUNE 100 fastest-growing companies

Hydro a-t-elle des projets pour Varennes ?

L'an dernier, Hydro-Québec a placé l'un de ses terrains de Varennes, situé près de la jonction du boulevard Lionel-Roulet et de l'autoroute 30, sous moratoire, et ce après que Colabor, un distributeur alimentaire de Longueuil, ait répondu à son appel d'offres. Cette soudaine volte-face a surpris et lancé les spéculations sur la nature et la fonction du moratoire décrété par Hydro-Québec sur ledit terrain. On peut se demander si la Société n'a pas elle-même des visées en matière de production énergétique (si l'offre de Calpine n'est pas reçue, par exemple). Lucie Brodeur spécifie : « Le seul projet actuel d'Hydro-Québec en matière de centrale thermique au gaz est celui du Suroff, situé à Beauharnois. » Le mot-clé ici est évidemment : actuel.

Qu'Hydro ait des projets dans ses cartons pour Varennes n'aurait rien d'inusité, puisque Varennes semble avoir été élue terre de prédilection pour les sociétés productrices d'énergie.

En plus du projet d'usine d'éthanol,

dont la construction n'a toujours pas débuté deux ans après son annonce officielle, on se souviendra qu'en 1990 Soligas avait retenu Varennes comme site idéal pour son projet d'oléoduc devant alimenter le Québec en liquide de gaz naturel (LGN). Un projet évalué alors à 210 M \$. La venue de Soligas

SOLIGAZ

devait aussi stimuler un investissement de 700 millions \$ de la part de Pétromont, qui désirait doubler la capacité de son usine d'éthylène sise à Varennes. Dans la foulée, Hilmont prévoyait aussi d'implanter dans la ville en y érigeant une usine de polypropylène au coût de 370 millions \$. Avec des retombées estimées à 1,8 milliard, le projet Soligas devait générer des milliers d'emplois lors de la phase de construction et plus de 500 emplois permanents directs, auxquels s'ajoutaient des milliers indirects. Ces projets ont depuis été abandonnés.

report de construction de l'usine d'éthanol et l'abandon du projet Soligas (voir encadré) au début des années 90.

Rappelons que les intéressés, qu'ils soient canadiens ou étrangers, s'engagent à produire ladite énergie à l'aide d'installations sises au Québec, et ce pour la date butoir du 1^{er} janvier 2006.

Annexe 2