



ASSOCIATION DES
INGÉNIEURS-CONSEILS
DU QUÉBEC



Association
de l'industrie électrique
du Québec

Assurons notre sécurité énergétique

Mémoire de la Coalition pour la sécurité énergétique du Québec

présenté à la Régie de l'Énergie dans le cadre des audiences découlant de la demande d'avis du Ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs relativement à la sécurité énergétique des québécois à l'égard des approvisionnements électriques et la contribution du projet du Suroît (R-3526-2004)

Le 20 avril 2004

Préparé par Patrick Bélanger, ACRGTQ; Yves Létourneau, AICQ, Jacques Marquis, AIEQ; Louis Bolullo et Paul Daniel Muller

Table des matières

1.	Sommaire exécutif.....	1
2.	La Coalition pour la sécurité énergétique	4
3.	Objectif : sécurité énergétique	5
3.1	Le coût social d'une pénurie d'électricité	6
4.	L'apport des mesures d'efficacité énergétique (sujet #2).....	8
4.1	Déjà des résultats appréciables.....	8
4.2	De nouvelles pistes.....	10
5.	La prévision de la demande au Québec, en énergie et en puissance (sujet #1)	13
5.1	La méthodologie utilisée	13
5.2	La performance du modèle.....	14
5.3	Analyse de la prévision par secteur de consommation.....	15
5.4	La prévision globale de la demande d'électricité.....	19
6.	Le bilan offre-demande et la sécurisation des approvisionnements (sujet #3).....	24
6.1	État des approvisionnements d'HQP et critères de fiabilité.....	24
6.2	L'importance des surplus de production	26
6.3	La gestion des ressources hydriques en 2003.....	28
6.4	La vulnérabilité des approvisionnements d'HQP de 2004 à 2011	30
6.5	Les solutions pour mieux sécuriser les approvisionnements.....	30
7.	Les options pour répondre à l'accroissement de la demande d'ici 2010 (sujet #4)...	33
7.1	Caractéristiques des filières énergétiques.....	33
7.2	Les approvisionnements additionnels requis.....	42
8.	Tout compte fait, le Québec a besoin du Suroît	46
8.1	Le coût de l'assurance	47

1. Sommaire exécutif

Objectif : sécurité énergétique

Les consommateurs québécois doivent disposer, en tout temps, des quantités d'électricité dont ils ont besoin. Le débat sur la pertinence du projet de centrale du Suroît a porté essentiellement jusqu'à présent sur les coûts du projet – tant sur le plan environnemental qu'économique. On a ignoré le bénéfice associé à la sécurité énergétique que ce projet nous procurerait. Cela peut se comprendre puisque le Québec n'a finalement aucune expérience directe de *l'insécurité* énergétique, n'ayant jamais eu à subir les affres d'une pénurie d'électricité. L'expérience américaine montre que les dommages associés à une pénurie peuvent être très considérables et ne doivent surtout pas être négligés par les responsables publics.

L'apport des mesures d'efficacité énergétique (sujet 2)

Il faut certes favoriser une utilisation judicieuse de l'électricité. Mais on ne peut compter que sur les économies d'énergie qui ont fait l'objet d'analyses sérieuses. HQD a, depuis juin 2003, commencé à réajuster le contenu du portefeuille d'interventions du PGÉE. Les impacts additionnels, à partir de 2005, pourraient atteindre quelques 700 GWh à l'horizon 2011. La Coalition est d'avis qu'on pourrait retenir ces objectifs additionnels dans le cadre de l'analyse de l'équilibre offre-demande. La Coalition exhorte cependant la Régie de s'assurer que le Distributeur présente le plus rapidement possible un plan d'action qui supporterait ces nouveaux objectifs et qu'un budget en conséquence lui soit accordé.

La prévision de la demande au Québec (sujet 1)

Au terme de l'analyse, secteur par secteur, de l'évolution de la demande d'électricité, la Coalition estime que les quantités d'énergie prévues au scénario moyen, après ajustement pour tenir compte des nouvelles initiatives en économie d'énergie, constituent une évaluation réaliste des besoins les plus probables. De plus, les probabilités que la demande soit inférieure au scénario moyen sont faibles. Il est plus probable que se manifeste une demande additionnelle au scénario moyen ajusté.

Le bilan offre -demande et la sécurisation des approvisionnements d'HQP (sujet 3)

Au premier janvier 2004, le stock énergétique d'HQP présentait un ratio de couverture des ventes engagées de seulement 44%. Pour respecter le critère de fiabilité énergétique, HQP devra, dans des cas extrêmes, non seulement avoir recours à tous les moyens dits exceptionnels mais également devra procéder à des rachats de contrats. Sans surplus et avec un stock énergétique déprimé, la gestion des ressources hydriques commence à être critique. En prenant pour hypothèse que toutes les mises en service des projets respecteront les dates planifiées, HQP aura à peine réussi, en 2011, à reconstituer sa réserve hydraulique à un niveau adéquat. D'ici là, HQP se trouvera dans une situation de grande vulnérabilité. La Coalition estime que cette situation est inacceptable du point de vue de la sécurité énergétique, compte tenu du coût social d'une pénurie.

Compte tenu des délais d'autorisation et de construction propre à chaque filière, seule une centrale thermique permet de sécuriser les approvisionnements d'HQP. Le Suroît sécurisera les approvisionnements du Québec en électricité, en aidant HQP à regarnir ses

1 réservoirs. Mise en service en 2008, la production annuelle de 6,5 TWh aura tôt fait, dès
2 2009, de rétablir les réserves hydrauliques d'HQP à un niveau adéquat. En cas de forte
3 hydraulité, son coût de revient relativement bas lui assure de trouver un marché qui
4 permettra, à tout le moins, de récupérer le capital investi et les frais d'opération. Sur le
5 plan environnemental et en particulier celui des GES, le bilan global serait positif puisque
6 le Suroît remplacerait à tout le moins les émissions engendrées autrement par les
7 importations provenant de centrales moins efficaces et donc plus polluantes.

9 **Les options possibles pour répondre à l'accroissement de la demande québécoise** 10 **d'électricité d'ici 2010 (sujet 4)**

11 Compte tenu de ses avantages sur le plan des coûts, de la sécurité des approvisionnements
12 et de ses caractéristiques environnementales, la Coalition considère que la **filière**
13 **hydroélectrique** devrait être la source d'énergie électrique à privilégier pour au moins
14 les quinze prochaines années. Hélas, malgré leurs qualités, les projets hydroélectriques
15 sont désavantagés dans le processus d'appel d'offres du Distributeur. De plus, les délais
16 de réalisation sont allongés par un processus d'autorisation à multiples paliers
17 décisionnels qui prolongent indûment les questionnements. Il s'agit là d'un processus à
18 revoir. Par ailleurs, les projets hydroélectriques en cours sont déjà sur un échéancier
19 critique de sorte qu'il est difficile d'envisager une accélération de leur mise en service en
20 deçà des calendriers arrêtés.

21
22 Avec un coût de revient qui dépasse les 8,5¢, **l'énergie éolienne** reste passablement plus
23 coûteuse que celle obtenue à la suite des deux appels d'offres A/O 2002-01 et A/O 2002-
24 02. Pour minimiser le coût global de cette filière, son développement doit être bien
25 planifié en sélectionnant des sites répondant aux deux caractéristiques suivantes : fort
26 potentiel éolien et peu de restrictions d'intégration au réseau tant pour desservir la charge
27 que pour faciliter le stockage. La Coalition considère, que le Québec a intérêt à
28 développer cette filière de pair avec les projets hydroélectriques, de sorte à planifier le
29 réseau de transport et la capacité de production pour optimiser le coût d'ensemble de la
30 production. Les mises en services de EM-1-A devraient servir de plate forme de
31 lancement pour ce développement coordonné.

32
33 Au sujet de la **biomasse**, on ne pourra compter que sur les 39,4 MW et 0,3 TWh
34 récemment contractés par HQD suite à l'appel d'offres lancé en avril 2003, ce qui
35 correspond à la moitié de l'objectif initial. Par ailleurs, le prix de livraison convenu à
36 même les contrats signés, à 6,7 ¢/Kwh, est très compétitif.

37
38 HQD vise un approvisionnement progressif à partir de la **cogénération**, lequel atteindrait
39 800 MW en 2013. HQD devait lancer en avril 2004 un appel d'offre en vue d'équilibrer
40 les besoins à partir de 2007. La demande du gouvernement de reporter cet appel d'offres
41 sine die précarise encore davantage notre sécurité énergétique. Il faudra s'attendre à ce
42 que l'industrie des pâtes et papiers, candidate idéale pour cette filière, restreigne quelque
43 peu sa participation à cet appel d'offres en raison des difficultés qu'elle éprouve.
44 Cependant nous croyons qu'il existe un potentiel de cogénération à partir des rejets
45 thermiques de la sidérurgie, des alumineries et de l'industrie des métaux.

1 La production d'électricité à partir d'une **centrale thermique à turbines à gaz à cycle**
2 **combiné** détient un avantage sur toutes les autres filières énergétiques, à l'exception de
3 l'hydroélectricité, tant au niveau du coût de revient que de la disponibilité et de la
4 fiabilité. Par contre, ce type de centrales est désavantagé eu égard au critère du
5 développement durable, surtout lorsque l'on dispose comme le Québec d'un potentiel
6 d'énergie renouvelable économiquement aménageable. C'est pourquoi la Coalition écarte
7 le développement de cette filière pour satisfaire les besoins énergétiques du Québec à
8 long terme. Cependant sur un horizon de moyen terme, cette filière est la seule à pouvoir
9 sécuriser notre approvisionnement énergétique.

10
11 La Coalition estime que le recours aux **importations d'électricité** devrait être limité et
12 servir principalement à gérer des événements fortuits tels les aléas climatiques qui
13 pourraient faire grimper la demande jusqu'à 4 TWh ou encore et surtout les conditions
14 d'hydraulicité faible. S'il est vrai qu'un approvisionnement de cet ordre de grandeur peut
15 être assuré à un prix acceptable, le recours régulier aux marchés de court terme pour des
16 quantités plus importantes risquerait de commander des prix très élevés, dès que les
17 vendeurs comprendront la position déficitaire durable de l'acheteur. Sur le plan
18 environnemental, les importations proviendraient de sources thermiques. Elles
19 occasionneraient des émissions de GES généralement plus importantes que celles que
20 produirait une centrale à cycle combiné au Québec.

21
22 Au vu des limitations propres à chacune de ces options, trois constats s'imposent.
23 Premièrement, d'ici 2006, HQD devra hélas compter sur le marché de court terme.
24 Deuxièmement, Bécancour est absolument nécessaire pour subvenir aux besoins en
25 électricité à partir de 2006. Un autre glissement dans la date de mise en service de ce
26 projet ou, pis encore, son abandon romprait définitivement l'équilibre offre-demande,
27 déjà précaire, à l'horizon 2007. Troisièmement, l'offre découlant des appels d'offres en
28 cours reste incertaine. Ce n'est pas avant cet automne que l'on sera fixé sur l'envergure
29 de l'offre sur lequel on pourra compter.

30
31 En supposant que les approvisionnements en provenance des appels d'offres en cours ou
32 projeté donnent les résultats escomptés, il demeure de 2007 à 2010 des besoins de 7 à 12
33 TWh à sécuriser. HQD a donc raison de lancer le plus tôt possible un appel d'offres pour
34 une énergie modulable—c'est à dire disponible au besoin. La Coalition accorde une
35 grande importance à cette marge de manœuvre dont doit disposer le Distributeur. Elle
36 considère cependant que l'envergure de ce besoin devrait être réévaluée à la hausse par
37 rapport aux 400 MW envisagés au Plan d'Approvisionnement, compte tenu des
38 développements au dossier. La seule filière susceptible de répondre dans les meilleurs
39 délais à ce produit modulable est une centrale à cycle combiné.

2. La Coalition pour la sécurité énergétique

La Coalition pour la sécurité énergétique réunit l'Association des constructeurs de routes et grands travaux du Québec (ACRGTQ), l'Association des ingénieurs-conseils du Québec (AICQ), et l'Association de l'industrie électrique du Québec. Ces trois organisations se sont regroupées pour partager les frais reliés à leur participation aux présentes audiences et, surtout, pour soumettre à la Régie une argumentation étayée en faveur du projet de centrale du Suroît et d'autres mesures susceptibles d'assurer la sécurité énergétique des Québécois.

- L'Association des constructeurs de routes et grands travaux du Québec (ACRGTQ) représente les intérêts de plus de 1800 entrepreneurs et fournisseurs de biens et services qui travaillent dans la construction de routes, d'ouvrages de génie civil et de lignes de transport au Québec, au Canada et à l'étranger. Les entrepreneurs membres de l'ACRGTQ exécutent environ 90 % du volume total de ces travaux octroyés au secteur privé. Partenaire de la modernisation du Québec depuis 1944, l'ACRGTQ est la seule association québécoise représentative de l'industrie du génie civil et de la voirie. Elle rend à ses membres divers services de recherche et d'information sur des aspects techniques, administratifs et juridiques.
- Fondé en 1974, l'Association des ingénieurs-conseils du Québec (AICQ) représente près d'une centaine de firmes d'ingénierie québécoises. Les membres de l'AICQ emploient plus de 12 000 personnes dans toutes les régions du Québec, soit près de 90 % de la main-d'œuvre de ce secteur d'activité.
- L'Association de l'industrie électrique du Québec regroupe près de 170 entreprises-membres représentant près de 40 000 emplois. Créée en 1916, l'AIEQ a pour mission de promouvoir le développement de l'industrie électrique. Avec un chiffre d'affaires annuel de 11 milliards \$, l'industrie électrique représente un moteur de développement économique du Québec et possède un savoir-faire reconnu à l'échelle internationale.

L'AIEQ est intervenue devant la Régie à plusieurs reprises, notamment à l'occasion des audiences sur la modification des tarifs de transport d'électricité (R-3401-98), le plan d'approvisionnement 2002-2011 d'Hydro-Québec (R-3470-2001), le plan global en efficacité énergétique (R-3473-2001), la détermination du coût du service du Distributeur et la modification des tarifs de distribution d'électricité (R-3492-2002).

Les membres de la Coalition ont mandaté messieurs Patrick Bélanger, Yves Létourneau, et Jacques Marquis pour préparer le présent mémoire. Pour rédiger le mémoire et appuyer les constats et conclusions qui y sont énoncés, la Coalition a retenu les services de messieurs Louis Bolullo et Paul Daniel Muller. Madame Johanne Desrochers, présidente-directrice générale de l'AICQ, Me Gisèle Bourge, directrice générale de l'ACRGTQ et monsieur Jacques Marquis, président-directeur général de l'AIEQ représenteront la Coalition dans le cadre des présentes audiences. Monsieur Jacques Marquis a été désigné porte-parole de la Coalition devant la Régie.

3. Objectif : sécurité énergétique

À l'exclusion de la consommation du secteur des transports, l'électricité, en 2000, vient combler 57% des besoins en énergie du Québec¹ C'est une énergie vitale et essentielle pour la grande majorité des foyers. De plus, l'électricité conditionne significativement la structure industrielle du Québec et son développement économique.

Deux millions cent six mille logements au Québec, soit 70,5% du parc d'habitations, utilisent l'électricité comme principale source d'énergie pour le chauffage. Par ailleurs, à elles seules, les industries grandes consommatrices d'énergie (pâtes et papiers, fonte et affinage, ciment et produits chimiques) comptent pour 82% de la consommation d'énergie du secteur industriel, dont la majeure partie sous forme d'électricité.²

La sécurité énergétique peut se définir, dans le contexte qui nous occupe, comme l'assurance que devraient détenir les consommateurs québécois de disposer, en tout temps, des quantités d'électricité dont ils ont besoin.

Le débat sur la pertinence du projet de centrale du Suroît a porté essentiellement sur les coûts du projet – tant sur le plan environnemental qu'économique. On a, jusqu'à présent, ignoré un aspect tout au moins aussi important, soit le bénéfice associé à la sécurité énergétique, que ce projet nous procurerait. Cet aveuglement sélectif peut se comprendre puisque le Québec n'a finalement aucune expérience de *l'insécurité* énergétique, n'ayant jamais eu à subir les affres d'une pénurie d'électricité. Nos rares expériences d'interruption de l'alimentation électrique ont toutes été engendrées par des événements climatiques ou des défaillances d'équipement.

La sécurité énergétique reste donc une notion abstraite pour la plupart des Québécois. Pour mieux la saisir, il est utile de faire le parallèle avec les questions que nous posons, individuellement et collectivement, lorsque nous nous assurons contre les dommages que nous pourrions subir si tel ou tel risque se matérialisait. En effet, devant n'importe quel risque de l'existence, nous nous posons habituellement trois questions. Nous nous demandons d'abord :

- Quelle est l'ampleur du dommage si le risque s'avérait?
- Quelle est la probabilité que ce risque s'avère?

Et en contrepartie, nous évaluons :

- Quel est le coût de nous assurer contre ce risque?

¹ MRNFP- Québec; Énergie au Québec, tableaux 1.2 et 1.4

² MRNFP- Québec; Énergie au Québec, tableaux 1.4 et 1.6

Monde de l'assurance	Monde de l'électricité
Évaluation du dommage potentiel	Évaluation du coût social d'une pénurie d'électricité
Évaluation du risque que le dommage se produise	Évaluation du bilan offre-demande d'électricité
Évaluation de la prime	Coûts économiques et environnementaux du projet du Suroît

1

2 Transposé au monde de l'approvisionnement en électricité, nous devons évaluer :

3

4 1 - Quel serait le coût social d'une pénurie d'énergie électrique?

5

6 2 - Quelle sont les chances que cette pénurie s'avère, si on renonce au projet du Suroît?

7

8 3 - Quel serait une prime d'assurance acceptable contre ce risque?

9

10 Nous soumettons ici à la Régie certaines données permettant d'évaluer le coût social
11 d'une éventuelle pénurie d'électricité. Puis, nous évaluons les chances que se produise
12 une pénurie, à travers l'analyse de la prévision de la demande et de l'offre d'énergie;
13 cette évaluation représentant l'objet principal de ce mémoire. Enfin, nous soutenons en
14 conclusion que le projet du Suroît représente une prime d'assurance acceptable contre ce
15 risque.

16 **3.1 Le coût social d'une pénurie d'électricité**

17 Pour évaluer le coût d'une pénurie d'électricité, nous ne pouvons faire autrement que
18 d'observer l'expérience américaine, puisque le Québec et le Canada n'ont pas
19 d'expérience directe en la matière.

20

21 Certains États, notamment la Californie, ont eu à subir des pénuries d'électricité au cours
22 des dernières années, notamment en 2001. Une étude réalisée en Californie a estimé le
23 coût par TWh de charge interrompue à 16 milliards US\$.³ Même en divisant ce chiffre
24 par dix pour tenir compte des écarts de population et de PIB par habitant entre la
25 Californie et le Québec, il reste qu'une pénurie de 1 TWh pourrait retrancher quelque
26 chose comme 1,6 milliard \$US à l'économie québécoise.

27

28 Une autre étude a évalué le coût d'une série d'interruptions de courant totalisant
29 seulement 20 heures par consommateur par année.⁴ Le coût d'une interruption de cet
30 ordre a été évalué à 1,7% du PIB annuel de la Californie en 2001. Transposé au Québec,
31 une telle pénurie aurait retranché plus de 4 milliards \$ à notre PIB en 2003.

32

³ « The Bay Area – A Knowledge Economy Needs Power, A Report on California's Energy Crisis and its Impact on the Bay Area Economy », Bay Area Economic Forum, April 2001.

⁴ « Impact of a continuing electricity crisis on the California economy », AUS Consultants, mai 2001.

1 Plus près de nous, la panne majeure qui a touché le Nord-Est du continent en août 2003,
2 durant 72 heures, a entraîné une perte de PIB évaluée entre 7 et 10 milliards US à
3 l'économie américaine.⁵

4
5 Ces pertes sont attribuables :

- 6 ■ Aux pertes de productivité des travailleurs. À noter qu'une interruption de courant
7 d'une durée d'une heure peut entraîner une interruption de la production allant de 4 à
8 24 heures, selon le secteur d'activité et le processus de production.
- 9 ■ Aux pertes de production d'usines fonctionnant à pleine capacité, qui ne peuvent donc
10 être récupérés.
- 11 ■ À la spoliation de biens (aliments périssables, matériaux chimiquement instables en
12 cours de production, valeur du travail associé à des fichiers informatiques perdus,
13 etc.)

14
15 Les chiffres cités ne sont évidemment pas à prendre au pied de la lettre, mais ils donnent
16 tout de même un ordre de grandeur du dommage que peut causer une pénurie
17 d'électricité. À noter que la Californie faisait face à une pénurie de puissance à la pointe
18 estivale et non à une pénurie d'énergie, ce qui est plus grave.

19
20 Comme dans toute décision d'assurance, l'analyse de la pertinence du Suroît doit tenir
21 compte non seulement des chances que ce risque s'avère, qui sont habituellement faibles,
22 mais également de l'ampleur du dommage que nous subirions si le risque se matérialisait.
23 Nous nous assurons couramment contre des risques qui ont de faibles chances de se
24 produire, mais dont les dommages seraient prohibitifs à assumer. L'expérience
25 américaine montre que les dommages à l'économie résultant d'une pénurie d'électricité
26 peuvent être très considérables, sans même parler de l'épreuve qu'une pénurie infligerait
27 à nos concitoyens les plus vulnérables. Ces dommages ne peuvent donc être ignorés par
28 les responsables publics.

29
30 En Ontario, un groupe de travail a récemment prévu un déficit de puissance de 5000 MW
31 à 7000 MW à l'horizon 2007, alors que la capacité installée dans cette province s'élève
32 actuellement à 30 000 MW. Devant cette perspective inquiétante, le groupe de travail a
33 formulé une série de recommandations, parmi lesquelles on retrouve le maintien des
34 centrales thermiques alimentées au charbon tant et aussi longtemps qu'une solution de
35 remplacement n'aura pas été trouvée. Le groupe de travail formule cette recommandation
36 en dépit du fait que le gouvernement de l'Ontario s'est engagé à fermer ces centrales d'ici
37 2007.⁶ De toute évidence, devant le risque de pénurie, nos voisins envisagent des
38 solutions plus coûteuses, sur le plan environnemental, qu'une centrale TAG à cycle
39 combiné, dotée de la technologie la plus avancée en Amérique du Nord.

⁵ « The Economic Cost of the Blackout -- An issue paper on the Northeastern Blackout », ICF Consulting, août 2003.

⁶ Electricity Conservation & Supply Task Force (ECSTF), « Tough Choices: Addressing Ontario's Power Needs », Final Report to the Minister, January 2004, Recommendation #24, page 73.

1 **4. L'apport des mesures d'efficacité énergétique (sujet #2)**

2 Il faut certes favoriser une utilisation judicieuse de l'électricité. Mais on ne peut compter
3 que sur les économies d'énergie dont la faisabilité a été démontrée.⁷

4 **4.1 Déjà des résultats appréciables**

5 Dans la recherche de l'équilibre entre l'offre et la demande, il importe de prendre tous les
6 moyens possibles pour que les besoins énergétiques soient satisfaits par une utilisation
7 judicieuse de l'électricité. Toute mesure visant à économiser l'énergie dont le coût est
8 inférieur ou égal au coût des nouveaux approvisionnements devrait être favorisée. Cette
9 question revêt d'autant plus d'acuité que l'équilibre offre-demande est précaire.

10

11 Il y a à peine un an, le dossier des économies d'énergie était longuement débattu devant
12 la Régie dans le but d'identifier, à l'intérieur de la demande d'électricité, le potentiel
13 d'économie d'énergie et de fixer des objectifs réalistes ainsi que des programmes pour les
14 atteindre. Bien que plusieurs intervenants aient trouvé que l'objectif d'économie
15 d'énergie sous-jacent au Plan Global d'Économie d'Énergie (PGÉE) proposé par HQD
16 était faible, aucun n'a réussi à convaincre la Régie d'accepter d'autres propositions
17 concrètes de mise en valeur additionnelle du potentiel des économies d'énergie identifié
18 ou encore des mesures visant à accélérer la réalisation du PGÉE.

19

20 Compte tenu des nombreux obstacles qui empêchent les économies d'énergie pourtant
21 rentables de se réaliser, l'AIEQ, membre de la Coalition, avait démontré devant la Régie
22 que l'objectif de 750 GWh retenu par le PGÉE sur un horizon de trois ans se comparait
23 aux résultats obtenus par tous les États du Nord-Est et du Nord-Ouest des États-Unis, qui
24 sont réputés être très sensibles à l'importance d'économiser l'énergie. Depuis 1998, tous
25 ces États se sont résolument engagés à réduire leurs besoins énergétiques par des
26 interventions musclées, des mesures, des programmes et subventions importants en
27 économies d'énergie pour réaliser le plus rapidement possible des gains appréciables dans
28 ce domaine. Le tableau ci-joint illustre de façon comparative les résultats atteints au
29 terme de trois ans d'application de programmes similaires à ceux proposés par le PGÉE.

30

⁷ Nous traitons de cette question en premier car l'analyse de l'équilibre offre-demande repose en partie sur le potentiel en matière d'efficacité énergétique.

Aperçu des résultats des programmes d'économie d'énergie mis en œuvre dans certains États américains					
	État de New York	Massachusetts	Vermont	États du Nord-Ouest	Hydro-Québec
Ventes d'électricité en TWh (1999)	130	48	5.5	175	155
Revenu moyen en ¢US/kWh (1999)	10.40	9.16	10.28	5.01	3.29
Période	1998-2000	1998-2000	2000-2002	1998-2000	2003-2006
Réduction en GWh réalisée à la 3 ^e année des programmes instaurés.	399	205	104	1200	750
Investissements consentis en millions \$ US au cours de la période.	175	168	14 *	**	155
Période	2001-2006	2003-2007	2003-2005	n.a.	
Réduction additionnelle en GWh projetée à la dernière année.	2229	1844	n.d.	n.d.	
Investissements à consentir au cours de la période.	750	840	50	n.d.	

* Seulement pour 2002

On constate que les États américains ont réalisé des économies d'énergie du même ordre de grandeur, relativement à la charge de chaque réseau, que ceux proposés par le PGÉE. Ce résultat devrait nous inciter à la prudence, d'autant plus que le prix de l'électricité est trois fois plus élevé dans ces États qu'au Québec, ce qui aurait dû être un incitatif additionnel pour profiter des programmes qui y sont offerts.

Par ailleurs, *Canadian Energy Efficiency Alliance* regroupe les principales entreprises du secteur de l'électricité et du gaz au Canada, des associations de consommateurs et des groupes environnementaux majeurs. Cet organisme a récemment évalué les programmes d'efficacité énergétique des provinces canadiennes et a classé le Québec⁸ au premier rang

⁸ Voir à cet effet :

[http://www.energyefficiency.org/eecentre/eecentre.nsf/f562d7e5f28f9da9852569b9004bb02b/c0805d2988bc70bd85256d13006c180f/\\$FILE/2002%20Report%20Card.pdf](http://www.energyefficiency.org/eecentre/eecentre.nsf/f562d7e5f28f9da9852569b9004bb02b/c0805d2988bc70bd85256d13006c180f/$FILE/2002%20Report%20Card.pdf)

1 des provinces canadiennes pour l'année 2002. Veuillez consulter le *National Report Card*
2 *on Energy Efficiency* à l'Annexe 2, en page 4.

3 **4.2 De nouvelles pistes**

4 Dans sa décision D-2003-110, rendue le 5 juin 2003, la Régie acceptait l'objectif de 750
5 GWh à l'horizon 2006 et invitait le Distributeur à se fixer des objectifs plus ambitieux à
6 long terme :

7
8 *«Considérant la preuve soumise, la situation énergétique actuelle au*
9 *Québec et les possibilités offertes par l'efficacité énergétique en*
10 *matière de gestion des approvisionnements, la Régie ne peut*
11 *qu'encourager le Distributeur à aller de l'avant avec son PGÉE.*
12 *Elle accepte l'objectif de 750 GWh d'économie d'énergie et souligne*
13 *l'importance de l'atteindre dans le délai prévu. En effet, si le*
14 *Distributeur n'atteignait pas l'objectif fixé, ses options*
15 *d'approvisionnements alternatives pourraient impliquer des coûts*
16 *supérieurs à ceux évités grâce aux économies d'énergie. Par*
17 *ailleurs, dans un contexte de développement durable, la Régie invite*
18 *le Distributeur à se fixer des objectifs plus ambitieux à long terme.»⁹*
19

20 Au terme de ce débat, la majorité des intervenants s'entendaient sur l'importance de
21 poursuivre les efforts en vue d'identifier de nouvelles pistes ou encore de favoriser
22 l'implantation plus accélérée des mesures d'économie d'énergie mises de l'avant. La
23 Régie abondait dans le même sens dans sa décision D-2003-110 :

24
25 *«Considérant l'aspect évolutif du PGÉE, la Régie encourage le*
26 *Distributeur à revoir et à réajuster le contenu de son portefeuille*
27 *d'interventions, en révisant régulièrement ses études de potentiel et en*
28 *y incluant l'analyse de toute nouvelle technologie ou opportunité de*
29 *marché qu'il jugera important d'étudier»¹⁰*
30

31 Ainsi, l'étude par la Régie des structures tarifaires du Distributeur, laquelle a été reportée
32 au dossier tarifaire 2005-2006¹¹, devrait donner lieu à un examen plus approfondi des
33 moyens de donner aux consommateurs un signal de prix plus clair, susceptible d'en
34 inciter un plus grand nombre à adopter des mesures d'efficacité énergétique. On sait que
35 le rythme d'adoption, par les consommateurs, des différentes mesures d'efficacité
36 énergétique, conditionne fortement le succès d'un PGEE.

37
38 En particulier, HQD a jusqu'à présent refusé de poursuivre l'étude–voire
39 l'expérimentation–d'un tarif saisonnier, invoquant l'expérience du tarif horo-hebdo-
40 saisonnier DH auprès de 450 clients, au début des années 1990, laquelle s'est avérée non-
41 concluante. Or, depuis ce temps, plusieurs distributeurs d'électricité à travers le monde

⁹ D-2003-110 page 33

¹⁰ D-2003-110 page 38

¹¹ D-2004-64, R-3492-2002

1 ont adopté des tarifs saisonniers,¹² de sorte que la Coalition estime qu'HQD aurait
2 avantage à revoir le potentiel d'un tel tarif en tant que moyen d'inciter les consommateurs
3 à investir afin de réduire leur facture énergétique. Par exemple, un tarif saisonnier peut
4 être conçu de façon à accroître le prix de l'électricité durant les mois de chauffage et le
5 diminuer durant les autres mois de façon à garder inchangé la facture du consommateur et
6 le revenu du distributeur, ceteris paribus. Signalons que la Electricity Conservation &
7 Supply Task Force (ECSTF), créé par le gouvernement de l'Ontario, a récemment
8 recommandé de faire un usage plus intensif de la structure tarifaire :

9
10 *« The Task Force believes that a price structure that encourages mid and
11 small consumers to manage consumption is necessary in Ontario. »*¹³
12

13 Avant de faire partie d'un portefeuille d'approvisionnement, tout projet doit franchir les
14 étapes visant à s'assurer de sa rentabilité, de son acceptabilité et de sa faisabilité. À partir
15 d'études préliminaires au début qui visent à identifier des opportunités, on progresse vers
16 des études d'avant-projet qui, plus précises, visent à confirmer les données, dresser les
17 plans détaillés et qui permettront d'établir la faisabilité du projet sur tous les plans avant
18 de s'engager. Il en va de même pour les projets en économie d'énergie.

19
20 Parce qu'ils ont fait l'objet d'analyses sérieuses et de plans d'action précis, les
21 évaluations d'économies d'énergie possibles et identifiées à l'occasion de l'élaboration
22 du PGÉE et de son prolongement de 2006 à 2011 ont un degré de confiance élevé qui
23 nous autorise à les escompter dans le cadre de l'équilibre offre-demande. Le Distributeur
24 prévoit à l'horizon 2011 réduire, par son PGÉE, la consommation d'électricité de 1,4
25 TWh. De plus il escompte à travers les économies tendanciennes une réduction
26 supplémentaire des besoins de 5,4 TWh.

27
28 Retenir des objectifs d'économie d'énergie dont le degré de faisabilité n'a pas fait l'objet
29 d'une évaluation en bonne et due forme et les incorporer dans un bilan offre-demande
30 serait hautement irresponsable et exposerait le Québec à un risque évident de déficit
31 énergétique. À ce sujet, certains intervenants¹⁴ ont mesuré l'impact que pourrait avoir sur
32 le bilan offre-demande la réalisation, à l'horizon 2011, de 50% et même de 100% du
33 potentiel technico-économique d'efficacité énergétique identifié par HQD. La faisabilité
34 de ces scénarios ne sera démontrée que lorsque ces objectifs seront appuyés par des
35 programmes d'interventions bien précis. Ils pourront seulement à ce moment être pris en
36 compte dans l'équilibre offre-demande.

37
38 Pour donner suite aux recommandations de la Régie, HQD a, depuis juin 2003, revu et
39 commencé à réajuster le contenu du portefeuille d'interventions du PGÉE. Le
40 Distributeur nous fait part en HQD-1 Document 1 des avenues additionnelles qui

¹² Gouvernement de la République d'Irlande, Commission for Energy Regulation, « Electricity Tariff Structure Review: International Comparisons -- An Information Paper » CER/04/101 March 2004

¹³ Electricity Conservation & Supply Task Force (ECSTF), « Tough Choices: Addressing Ontario's Power Needs », Final Report to the Minister, January 2004, p.39

¹⁴ AQLPASÉ-GS-3 Document 1 : L'équilibre entre la demande et l'offre d'électricité au Québec, examen de scénarios

1 pourraient être éventuellement retenus comme objectifs additionnels en matière
 2 d'économie d'énergie.
 3

	Impact en TWh en 2010	Investissements HQD (M\$ de 2003)	Coûts des mesures HQD ¢/kWh act 2003	Coûts évités HQD ¢/kWh act. 2003	Pertes de revenus ¢/kWh act. 2003	Coût total en ressources (CTR) M\$ act. 2003	Test du client participant (TP) M\$ act. 2003	Impact maximal sur les revenus requis du Distributeur M\$ courant	Impact en % des revenus HQD 2003
Scénario de référence	1,4	230	1,8	6,0	4,5	250	380	27	0,3 %
Situation contenant les avenues possibles ¹	2,1	560	2,8	6,0	4,5	265	640	76	1 %
Impact marginal	0,6	330	6,0	6,0	4,5	15	260	49	0,7 %

4 ¹ Évaluation préliminaire – Mesures d'économies additionnelles

5
 6 Selon des études très préliminaires, on pourrait élargir les impacts espérés des
 7 programmes en économie d'énergie dès 2005. Ces impacts additionnels pourraient
 8 atteindre quelques 700 GWh à l'horizon 2011 et nécessiteront, tout en étant rentables, des
 9 investissements additionnels de quelques 330 millions \$¹⁵. Le suivi du PGÉE permettra à
 10 HQD de confirmer ces données préliminaires.

11
 12 Bien que ces évaluations soient encore préliminaires et que les conditions nécessaires à
 13 leur réalisation ne soient pas encore toutes réunies, il n'en demeure pas moins qu'elles
 14 cernent des opportunités précises d'interventions et qu'elles identifient l'ordre de
 15 grandeur des résultats escomptés. C'est pourquoi **la Coalition est d'avis qu'on pourrait**
 16 **retenir ces objectifs additionnels dans le cadre de l'analyse de l'équilibre offre-**
 17 **demande. La Coalition exhorte cependant la Régie de s'assurer que le Distributeur**
 18 **présente le plus rapidement possible un plan d'action qui supporterait ces nouveaux**
 19 **objectifs et qu'un budget en conséquence lui soit accordé.**

¹⁵ HQD-1 Document 1 page 13

1 **5. La prévision de la demande au Québec, en énergie et en** 2 **puissance (sujet #1)**

3 L'analyse présentée ici vise à démontrer que la prévision de la demande d'électricité qui
4 sous tend le scénario moyen présenté par le Distributeur est raisonnable. Elle entend
5 également mettre en évidence que le Québec est exposé à des aléas qui ont de fortes
6 probabilités d'accroître ses besoins en électricité par rapport au scénario moyen, plutôt
7 que de les diminuer.

8 **5.1 La méthodologie utilisée**

9 *5.1.1 Une approche bien structurée et systématique*

10 Se distinguant clairement des approches globales de prévision à caractère tendanciel ou
11 encore économétrique, lesquelles reposent sur l'évolution passée de la demande pour la
12 transposer tel quel vers le futur, le modèle micro-analytique utilisé par le Distributeur est
13 le meilleur outil disponible pour prévoir l'évolution des besoins en électricité.

14
15 En effet, dans ce modèle, la prévision de la demande englobe la consommation de toutes
16 les formes d'énergie, tandis que la part occupée par l'électricité est déterminée d'une part
17 par les besoins captifs (comme les électroménagers au secteur domestique) et d'autre part
18 par sa position concurrentielle face aux autres sources d'énergie.

19
20 C'est en deuxième lieu une prévision par secteur de consommation qui permet de mettre
21 en évidence les variables spécifiques à chaque secteur qui influencent la consommation
22 de ces derniers.

23
24 Enfin, la prévision s'effectue par usage, ce qui permet d'identifier le plus précisément
25 possible non seulement la consommation la plus probable, mais également les
26 interventions possibles pour la modifier. Cette prévision s'effectue au moyen de
27 consommations types pour les secteurs « Domestique et Agricole » et « Général et
28 Institutionnel » et par une analyse spécifique de chaque groupe manufacturier du secteur
29 Industriel, tant du point de vue des perspectives de croissance économique que des
30 processus de fabrication.

31
32 Nous sommes donc loin de la « boule de cristal ». Au contraire, nous sommes en présence
33 d'une approche très bien structurée et systématique qui permet de cerner le plus
34 précisément possible les besoins en énergie et en électricité en fonction de paramètres
35 économiques, énergétiques et sociaux qui les conditionnent.

36
37 Cet outil est complètement rôdé : au cours des vingt cinq dernières années, il a fait l'objet
38 d'améliorations régulières et sa performance a été confirmée au fil des ans.

1 **5.2 La performance du modèle**

2 **5.2.1 Un excellent outil pour éclairer la prise de décision en matière** 3 **d'approvisionnement.**

4 La confrontation des prévisions avec les données réelles montre un écart, tout à fait
5 attendu, entre la prévision pour une année donnée et la consommation réelle pour cette
6 même année, tant au niveau de prévision en puissance qu'au niveau de la prévision en
7 énergie. Cet écart est plus ou moins prononcé selon l'année de prévision et s'élargit à
8 mesure que l'horizon de prévision est éloigné.

9
10 Enfin, le long historique de mesurage met en relief qu'à certaines périodes les prévisions
11 se sont avérées inférieures à la réalité alors qu'à d'autres moments l'inverse s'est produit.
12 Ainsi, lorsqu'on normalise les données comme il se doit et que l'on observe le
13 phénomène sur une assez longue période, la prévision ne présente aucun biais ni à la
14 hausse ni à la baisse. C'est d'ailleurs la conclusion à laquelle est arrivée la Régie dans sa
15 décision D-2002-17 :

16
17 *«La Régie ne peut conclure à l'existence d'un biais*
18 *systématique compte tenu de la nécessité de corriger les*
19 *données réelles pour tenir compte de l'effet des conditions*
20 *climatiques.»*

21
22 Lorsqu'on analyse les prévisions effectuées au cours de la période 1985-1998¹⁶ pour
23 l'année 1999 et qu'on les confronte avec la donnée réelle normalisée pour cette année
24 (168,5 TWh), on constate que huit d'entre-elles ont touché la cible à 5% près. Cette
25 bonne performance est attribuable tant aux prévisions réalisées il y a plus de dix ans qu'à
26 celles effectuées au cours des dernières années de cette période.

27

	1985	1986	1987	1988	1995	1996	1997	1998	1999
Prévisions pour 1999 réalisées en :	167,5	174,5	171,4	176,1	172,6	171,1	169,0	167,5	S.O.
Besoins normalisés réels 1999 :									168,5

28
29
30 L'analyse des écarts de prévisions entre 1985 et 2002 démontre également que, sur un
31 horizon de cinq ans, l'ensemble des quatorze prévisions présente un écart moyen de 3%
32 et un écart absolu de 5% par rapport au réel¹⁷. Sept de ces quatorze prévisions sur cinq ans
33 ont touché la cible à moins de 3%. Mais ce qui est le plus remarquable c'est que les écarts
34 entre la prévision et le réel, pour les prévisions à cet horizon, s'amenuisent avec les
35 prévisions les plus récentes¹⁸.

16 R-3470-2001, HQD-6 Document 8, page 4

17 Présentation des prévisions par HQD, le 10 mars 2004, page 42

18 Présentation des prévisions par HQD, le 10 mars 2004, page 42

1 Soulignons également, surtout dans le cadre de l'analyse de l'offre et de la demande, que
2 les prévisions les plus récentes (2001 et 2002) ont sous-estimé la consommation, même
3 sur un horizon de prévision très court.

4
5 Malgré le fait que les valeurs des paramètres ou variables choisis pour effectuer la
6 prévision moyenne ont fait l'objet d'un large consensus au moment de leur choix, elles
7 peuvent dans la réalité emprunter d'autres trajectoires. Ces possibilités de variations sont
8 prises en compte dans la zone délimitée par les scénarios d'encadrement.

9
10 Ainsi, malgré la performance de l'outil, une prévision demeurera toujours une prévision.
11 D'où l'importance de considérer dans les décisions concernant les approvisionnements
12 non seulement le scénario moyen mais également la zone des futurs probables, qui est
13 délimitée par les scénarios d'encadrement. En effet, dans le passé, la demande réelle s'est
14 toujours située à l'intérieur de la fourchette délimitée par les scénarios fort et faible
15 retenus au moment de la prévision. L'expérience des dernières années est très révélatrice
16 à cet égard, puisque les données réelles de la demande des deux dernières années ont fait
17 dériver la prévision du scénario qualifiée de moyen il y a deux ans vers le scénario mi-
18 fort établi à ce moment.

19
20 Le modèle de prévision comprenant le scénario moyen, le plus probable, mais également
21 les scénarios d'encadrement, fort et faible, est performant et cet ensemble de prévisions
22 s'avère être un excellent outil pour la prise de décision des stratégies
23 d'approvisionnement. Le décideur peut ainsi plus facilement évaluer ses risques et retenir
24 la stratégie d'approvisionnement qui le mettra à l'abri des pénuries qu'aurait pu
25 occasionner un scénario fort mais lui permettra également d'être prêt à disposer de façon
26 adéquate de surplus occasionnés par une conjonction d'évènements à la baisse.

27 **5.3 Analyse de la prévision par secteur de consommation**

28 *5.3.1 Le secteur domestique/agricole : hypothèse de croissance réaliste mais risque à* 29 *la hausse*

30 Les variables clés qui conditionnent largement la consommation électrique de ce secteur
31 sont sans contredit la croissance des ménages, d'une part, et la position concurrentielle de
32 l'électricité, d'autre part.

33 *5.3.1.1 La croissance des ménages*

34 La croissance des ménages peut être estimée avec un certain degré de précision puisque, à
35 l'exclusion des mouvements migratoires, elle est dérivée à partir d'un segment de
36 population bien identifié.

37
38 Les hypothèses retenues par le Distributeur sur la population sont quelque peu
39 conservatrices si on les compare aux plus récentes prévisions de l'Institut de la Statistique
40 du Québec. Une analyse sommaire des changements à la hausse dans les prévisions
41 effectuées par l'ISQ nous révèle une prise en compte plus importante de l'immigration
42 nette. En 2001 et 2002, on note que l'immigration nette au Québec s'est située à des
43 niveaux bien supérieurs à ceux normalement prévus. L'immigration nette a atteint 25 718

1 en 2001 et 24 082 en 2002, alors que ce chiffre avoisine normalement les 15 000,
2 hypothèse de long terme retenu par le scénario moyen. Cette augmentation soudaine de
3 l'immigration expliquerait en partie la hausse des mises en chantier observée au cours de
4 ces mêmes années. Pour la période 2004-2011, l'ISQ retient une hypothèse de 19 000 par
5 année en moyenne pour cette variable.

Prévisions de la population au Québec (000)									
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
HQD ¹⁹ 2003	7490	7521	7546	7572	7597	7621	7643	7664	7684
ISQ ²⁰ 2003	7486	7527	7566	7603	7637	7671	7704	7735	7766
HQD ²¹ 2001	7458	7483	7507	7529	7551	7571	7590	7608	7624
ISQ ²² 2000	7456	7483	7510	7535	7559	7583	7605	7625	7645

7
8 Le scénario moyen, après avoir pris en compte le sursaut de mises en chantier en 2001,
9 2002 et 2003, retient une formation de ménages à un rythme de croissance moyen de
10 29 000. Ce rythme devrait être à notre avis réévalué quelque peu à la hausse pour tenir
11 compte de nouvelles prévisions démographiques de l'ISQ. Le scénario Fort couvre cette
12 possibilité.

13 5.3.1.2 La position concurrentielle de l'électricité

14 L'électricité demeure la source d'énergie la plus économique pour toutes les catégories
15 de résidences et ce, en dépit des récentes hausses de tarifs. Selon la réponse fournie par
16 HQD à AQLPA-SÉ, il en coûte au consommateur 30% à 50% de plus pour se chauffer au
17 gaz naturel par rapport à l'électricité.²³ L'électricité devrait à notre avis conserver cet
18 avantage concurrentiel au cours des dix prochaines années, en supposant le maintien
19 d'un certain nombre de conditions.

20
21 Dans ces conditions, le taux de pénétration du chauffage de 90 % retenu par le
22 Distributeur pour le nouveau marché dans le scénario moyen et de 95 % pour le scénario
23 fort, nous semble tout à fait réaliste. Il en va de même pour le taux de conversion de 6
24 500 résidences par année retenu pour fin de prévision.

25
26 L'un des facteurs expliquant l'écart entre le coût de chauffage à l'électricité et au gaz
27 naturel est que les consommateurs paient un tarif d'électricité fondé sur le coût moyen.
28 Or, dans une logique de minimisation du coût total, c'est plutôt le coût marginal de
29 fourniture d'électricité qui devrait être comparé au coût du chauffage au gaz. La
30 tarification au coût moyen pourrait donc avoir pour effet de pousser certains propriétaires
31 de résidences neuves à choisir l'électricité alors que le gaz serait moins cher. La solution
32 à ce problème requerrait cependant une modification à la politique tarifaire d'HQD, ce
33 qui dépasse le cadre des présentes audiences, mais qui pourrait être analysé à l'occasion
34 de l'examen des structures tarifaires (R-3492-2002). Il importe cependant de garder à

¹⁹ -présentation des prévisions par HQD, 10 mars 2004, page 26

²⁰ ISQ édition 2003, 27 janvier 2004, scénario A de référence

²¹ R-3470-2001 HQD-4 Document 6 page 7

²² R-3470-2001 HQD-4 Document 6 page 7

²³ HQ-3 Document ACEF page 18,

1 l'esprit que l'intérêt public se traduit par la minimisation du coût total de chauffage, et
2 non par le maintien des parts de marché de l'électricité ou du gaz.

3
4 Dans l'immédiat, la Coalition considère la prévision d'électricité de ce secteur décrit dans
5 le scénario moyen comme tout à fait raisonnable. La Coalition est également d'avis que
6 l'évolution probable du contexte énergétique ainsi que certains éléments reliés à la
7 démographie pourraient entraîner une croissance plus forte des besoins en électricité de
8 ce secteur.

9
10 Face à un déséquilibre anticipé, dans certaines circonstances, entre une offre restreinte et
11 une demande en pleine expansion, certains intervenants, anticipant une production
12 d'électricité importante et quasi permanente à partir de centrales alimentées au gaz
13 naturel, ont émis l'idée qu'une des solutions à ce problème serait de convertir les
14 systèmes de chauffage présentement à l'électricité au gaz naturel. La Coalition est
15 convaincue que pour encore des décennies le Québec pourra satisfaire ses besoins en
16 électricité à partir de ressources renouvelables en exploitant principalement son potentiel
17 hydroélectrique non encore aménagé. Il n'y a pas lieu, pour résoudre une situation de
18 court terme, de remettre en question un élément fondamental de la politique énergétique
19 du Québec. La Coalition est d'avis qu'il appartient aux consommateurs de faire le choix
20 de leur mode de chauffage sur la base de leurs critères de décision.

21
22 En favorisant la substitution des énergies fossiles utilisées pour fin de chauffage par
23 l'électricité, le Québec a réussi au cours des trente dernières années à assurer à la grande
24 majorité des citoyens une source d'énergie fiable, une source d'énergie sous son contrôle
25 direct en mesure de sécuriser son approvisionnement, une source d'énergie à un prix
26 avantageux et une source d'énergie propre²⁴ pour répondre à un besoin essentiel et vital.

27 *5.3.2 Le secteur général / institutionnel : hypothèses de croissance moyenne réalistes*
28 *et fort potentiel de substitution dans les usages de chauffe*

29 La croissance de la demande dans le secteur général/institutionnel est essentiellement
30 reliée à la croissance de l'activité économique du secteur tertiaire des services et
31 notamment à la superficie du secteur commercial et institutionnel. La demande de
32 chauffage quant à elle est stable tout au long de la période en raison d'une situation
33 concurrentielle quelque peu défavorable de l'électricité par rapport aux hydrocarbures.
34 Les hypothèses de stabilité des prix des hydrocarbures (gaz naturel, pétrole brut) retenues
35 par le Distributeur au scénario moyen entraînent le maintien de cet avantage concurrentiel
36 des hydrocarbures sur l'électricité sur toute la période de prévision.

37
38 Les hypothèses de croissance économique retenues par le Distributeur correspondent à
39 celles retenues par plusieurs prévisionnistes crédibles. Puisque la croissance économique
40 est le principal déterminant de la croissance de la demande d'électricité dans ce secteur,
41 celle-ci apparaît raisonnable.

²⁴ HQ-3 Document Régie, tableau 1 page 72

1 La pénétration de l'électricité pour les usages de chauffe est marginale à l'heure actuelle,
2 comme le reflète le scénario moyen. Cependant, il suffirait d'un léger relèvement relatif
3 des prix des hydrocarbures pour rendre disponible à l'électricité un très vaste potentiel de
4 substitution. La croissance prévue dans le scénario fort reflète en partie cette possibilité
5 de substitution – qui ne peut être écarté.

6
7 Comme pour le secteur domestique/agricole, les stratégies d'approvisionnement pour le
8 secteur général/institutionnel devrait non seulement être en mesure de rencontrer la
9 demande très probable du scénario moyen mais également être en mesure de satisfaire
10 une demande accrue due à un mouvement de substitution vers l'électricité entraînée par
11 une légère détérioration de la position concurrentielle des hydrocarbures.

13 *5.3.3 Le secteur industriel : croissance assurée à l'horizon 2006 et hypothèses* 14 *plausibles par la suite*

15 Le scénario moyen prévoit au secteur industriel, Grande Entreprise et PME, un
16 accroissement de la demande de 13,1 TWh (11,7 TWh +1,4 TWh) de 2003 à 2011.²⁵

17
18 Cette croissance va de pair avec le développement de l'activité du secteur primaire et
19 manufacturier au Québec, caractérisé par la prédominance d'industries fortes
20 consommatrices d'énergie et d'électricité. La croissance du secteur manufacturier de
21 2,6% par an sur la période retenue par HQD est tout à fait compatible avec la prévision
22 établie par plusieurs organismes spécialisés. La prévision en énergie est supportée par des
23 informations détaillées recueillies régulièrement auprès de quelques 230 entreprises
24 grandes consommatrices d'électricité.

25
26 Si on exclut les projets majeurs prévus pour les secteurs de l'Aluminium et des Pâtes et
27 Papiers, le taux de croissance annuel prévu pour le secteur « Grande Entreprise » (0,8%)
28 et celui retenu pour la PME de 1,5% nous apparaissent tout à fait acceptables, compte
29 tenu de la croissance économique prévue pour les 8 prochaines années.

30
31 En ce qui concerne les projets majeurs dans les secteurs de l'aluminium et des pâtes et
32 papiers, quelque 5,4 TWh des 6 TWh prévus à l'horizon 2008 sont à toutes fins utiles
33 assurés puisqu'ils correspondent à des projets en construction et dont les termes
34 contractuels ont déjà été convenus. Pour les années 2009-2010 et 2011, 3 TWh sont
35 prévus pour des projets de modernisation, (Alcoa, Baie-Comeau, 175 MW) et
36 d'optimisation (Alcan et Alcoa, 85 MW) actuellement en négociation.²⁶

37
38 Il y a sans doute lieu de s'interroger sur le bien-fondé, du point de vue économique, de
39 continuer d'attirer de nouvelles industries grandes consommatrices en leur vendant de
40 l'électricité à un prix (tarif L – 4,0 cents le Kwh, compte tenu de la majoration récente)
41 inférieur au coût marginal de production (représenté par le coût de revient de la centrale
42 du Suroît – 6,6 cents le Kwh²⁷), lequel ne comprend même pas le coût de transport. Cette

²⁵ Présentation de la prévision par HQD, le 10 mars 2004, page 23

²⁶ HQ-3 Document RRSE, page 9

²⁷ R3526-2004, HQP-3, Document 1, page 46.

1 pratique, qui revient à subventionner ces projets à même la facture d'électricité des autres
2 consommateurs, a pour effet de relever le coût moyen de l'électricité. Elle découle d'une
3 politique industrielle et d'une politique de développement régional qu'il y a sans doute
4 lieu de réexaminer. Toutefois, la relation entre ces politiques et la politique énergétique
5 du Québec doit faire l'objet d'un débat à l'occasion de la commission parlementaire
6 annoncée pour cet automne et dépasse manifestement le cadre du présent mandat de la
7 Régie. Le respect de ce processus nous porte donc à considérer provisoirement la
8 demande additionnelle reliée à ces alumineries comme une charge légitime que le
9 Distributeur aura l'obligation de servir, tout comme n'importe quelle autre charge
10 existante. Retrancher la charge associée à ces alumineries de la prévision de la demande
11 reviendrait à outrepasser le mandat présent de la Régie, à escamoter le débat nécessaire
12 qui doit avoir lieu cet automne et à fermer de fait l'occasion de développement
13 économique que représentent ces alumineries.

14
15 Par ailleurs, soulignons que le MRNFP, utilisant une méthodologie différente, prévoit des
16 ventes au secteur industriel de 79,1 TWh en 2011 soit 5,9 TWh de moins que ne le
17 prévoit le Distributeur. Cependant la prévision globale du MRNFP rejoint celle d'Hydro-
18 Québec Distribution (182,0 vs 184,4) et c'est ce besoin global qu'il faut rencontrer.

19 **5.4 La prévision globale de la demande d'électricité**

20 *5.4.1 La prévision en énergie*

21 La prévision du Distributeur s'appuie au départ sur une estimation de la demande de
22 2003. Cette estimation se chiffrait en données normalisées à 164,3 TWh en août 2003,
23 date à laquelle la révision a été effectuée. Les données réelles normalisées se sont avérées
24 supérieures de 1,4 TWh à cette estimation, avec des ventes réelles normalisées de 165,7
25 TWh. À la suite d'une analyse très sommaire, le Distributeur a affirmé que ce soubresaut
26 de la demande en 2003 s'estompera en 2004, de sorte que la prévision d'août 2003 reste
27 valide. Il s'agit là d'une affirmation étonnante puisque cette consommation a bel et bien
28 eu lieu, qu'elle s'est manifestée principalement dans le secteur domestique, lequel est
29 beaucoup moins sujet à des effets conjoncturels, et surtout qu'elle est fondée sur des
30 données normalisées. C'est pourquoi, d'ici l'exercice de remise à jour de la prévision cet
31 automne, nous soutenons que cette consommation additionnelle, observée au point de
32 départ de l'exercice prévisionnel, devrait à tout le moins nous porter à examiner une
33 trajectoire de la demande plus forte que le scénario moyen du Distributeur.

34
35 Par ailleurs, il faudrait procéder à un ajustement à la baisse pour tenir compte de l'effet
36 additionnel des nouvelles initiatives en économies d'énergie qui, de façon préliminaire,
37 totalisent 700 GWh à l'horizon 2011.

38

Ajustements aux besoins visés par le plan d'approvisionnement							
Scénario moyen							
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Besoins visés par HQD	179,6	183,2	187,5	189,2	191,5	193,5	196,2
Avenues additionnelles en ÉÉ ²⁸		-0,1	-0,1	0,1	-0,3	-0,4	-0,6
Besoins à combler	179,6	183,1	187,4	189,1	191,2	193,1	195,6

1
2 Au terme de l'analyse, secteur par secteur, de l'évolution de la demande d'électricité
3 prévue par le Distributeur, il appert que les quantités d'énergie prévues au scénario
4 moyen, après ajustement pour tenir compte des nouvelles initiatives en économie
5 d'énergie, constituent une évaluation réaliste des besoins les plus probables à combler.
6 De plus, les probabilités que la demande soit inférieure au scénario moyen sont faibles
7 tandis qu'il est plus probable que se manifeste une demande additionnelle au scénario
8 moyen ajusté, comme nous l'avons mis en évidence à l'occasion de notre analyse
9 sectorielle de la demande.

- 10
- 11 • Cette conclusion est appuyée par les résultats des prévisions dévoilées récemment par
12 le ministère des Ressources Naturelles, Faune et Parc (MRNFP) du Québec. À
13 l'horizon 2011, le MRNFP prévoit des ventes totales d'Hydro-Québec, économies
14 d'énergie incluses, de 182,0 TWh²⁹ alors que le scénario moyen ajusté les estime à
15 183,7 TWh.³⁰

16
17 La comparaison de ces deux prévisions issues d'approches méthodologiques
18 complètement différentes nous indique que, pour une même prévision globale, il
19 pourrait y avoir une variabilité des besoins en provenance des divers secteurs de
20 consommation. En effet, la prévision du MRNFP prévoit une plus forte demande en
21 provenance du secteur général et institutionnel alors que le Distributeur a prévu une
22 plus forte croissance des besoins du secteur industriel.

- 23
- 24 • Le caractère raisonnable de cette prévision a été confirmé par la Régie à l'occasion de
25 l'examen du Plan d'approvisionnement du Distributeur (R-3470-2001). En effet, la
26 prévision de la demande soumise dans le cadre du présent dossier origine d'une
27 prévision qui avait été effectuée à l'occasion du premier Plan d'approvisionnement du
28 Distributeur, soumis pour approbation à la Régie en octobre 2001 (requête R-3470-
29 2001). Cette prévision a été amendée à deux reprises, en novembre 2002 et en
30 novembre 2003 à l'occasion du suivi du Plan d'approvisionnement devant la Régie,
31 pour tenir compte de l'évolution du contexte externe, mais elle repose néanmoins sur
32 les mêmes fondements de base.

33
34 Dans sa décision relative au Plan d'approvisionnement d'août 2002, la Régie
35 considérait la prévision du Distributeur raisonnable :

28 HQ-3 Document Régie No2, page 45, tableau 4.3.1.C

29 Évolution de la demande d'électricité au Québec, Scénario 2003 du MRNFP, mars 2004.

30 183,7 TWh si on escompte les 700 Gwh d'économies d'énergie additionnelles.

1 *«La Régie a examiné la prévision de la demande pour toute la période*
2 *couverte par le plan. Elle considère tant la croissance prévue que les*
3 *paramètres démographiques, économiques et énergétiques comme*
4 *étant raisonnables.»³¹*

5
6 *«La Régie reconnaît également comme raisonnables les scénarios*
7 *d'encadrement visant à prendre en compte l'aléa de la demande et*
8 *l'aléa climatique.»³²*

9
10 À cette occasion plusieurs intervenants dont la FCEI³³ et l'AIEQ³⁴
11 abondaient dans le même sens.

12
13 Les besoins énergétiques du Distributeur sont soumis à deux types d'aléas, soit l'aléa sur
14 la demande prévue à conditions climatiques normales et l'aléa climatique.

15 5.4.1.1 Les scénarios d'encadrement

16 Les scénarios d'encadrement qui délimitent la zone des futurs possibles avec une
17 probabilité de 80 % ($\pm 1,3$ écarts-type) apparaissent réalistes. La probabilité
18 d'occurrence de ces scénarios est corroborée par des analyses très rigoureuses des
19 variabilités de la demande au cours d'un long historique. Ces méthodes statistiques sont
20 documentées en R-3470-2001 à HQD-6 Document 1, pages 9 à 13.

21
22 **Compte tenu de l'incertitude entourant l'évolution des variables qui conditionnent**
23 **la demande, tant du point de vue économique qu'énergétique, la Coalition considère**
24 **qu'il est primordial de tenir compte, dans la planification des approvisionnements**
25 **requis pour le Québec, de toute la zone de prévision identifiée.** Il faut évaluer
26 adéquatement les risques impliqués et de les intégrer dans le choix de la stratégie
27 d'approvisionnement.

28
29 Cette stratégie d'approvisionnement devrait permettre d'ajouter des approvisionnements
30 si une demande forte se manifeste mais également de disposer à peu de frais des surplus
31 en cas de faible croissance de la demande.

32
33 On ne saurait trop insister sur l'importance d'exercer une prudence extrême dans les
34 décisions concernant l'approvisionnement d'une ressource aussi vitale et essentielle que
35 l'électricité au Québec. Il faut certes minimiser les coûts mais il faut avant tout se doter
36 d'une flexibilité et d'une marge de manœuvre suffisante pour en aucun cas faire face à
37 des pénuries.

³¹ R-3470-2001, D-2002-169, page 19

³² R-3470-2001, D-2002-169, page 22

³³ R-3470-2001, D-2002-169, page 17

³⁴ R-3470-2001, D-2002-169, page 16

1 5.4.1.2 4.4.2 *Les aléas climatiques*

2 En plus des aléas sur la demande, les besoins en énergie au Québec sont également
3 influencés par les aléas climatiques. Celles-ci peuvent présenter en règle générale des
4 variations de $\pm 1,9$ TWh par rapport à la normale. Dans des cas extrêmes, leur impact peut
5 même atteindre ± 4 TWh.

6
7 Compte tenu de leur nature imprévisible, ce sont les surplus de production, s'il y en a, ou
8 encore le recours au marché de court terme (SPOT), qui s'imposeront comme source
9 d'approvisionnement privilégiée. Mais encore faut-il que ces sources ne soient pas déjà
10 hypothéquées pour satisfaire des besoins permanents non comblés par des
11 approvisionnements planifiés.

12 5.4.2 *La prévision en puissance*

13 Les prévisions en puissance indiquent, dans des conditions climatiques normales, l'appel
14 de puissance maximal auquel devra répondre le réseau.

15
16 La prévision en puissance découle de la prévision en énergie, à laquelle on applique le
17 profil temporel propre à chaque type de consommation et à chaque secteur. Comme 65 %
18 des nouveaux besoins en énergie proviennent du secteur industriel à haut facteur
19 d'utilisation, le taux de croissance des besoins en puissance est donc inférieur à celui des
20 besoins en énergie. La prévision des scénarios de demande en puissance apparaît donc
21 raisonnable.

22
23 À l'instar de la situation très serrée sur le plan de l'énergie, la capacité de production
24 d'Hydro-Québec est exploitée au maximum en période de pointe. Au cours des deux
25 dernières années, mais de façon évidente au cours de l'hiver 2003-2004, HQ a dû recourir
26 à des importations de puissance et à un rationnement volontaire des besoins de pointe
27 pour équilibrer l'offre à la demande de puissance. Cette situation très tendue nous porte à
28 conclure que sur le plan de la puissance aussi, il s'avère nécessaire de se doter d'une
29 marge de manœuvre adéquate.

30 5.4.2.1 *Différence fondamentale entre un déficit en puissance et une pénurie d'énergie*

31 Les 14 et 15 janvier 2004, par des températures de $-26,3$ C, l'appel de puissance
32 établissait un nouveau record de 36 368 MW. La pointe aurait atteint 37 068 MW n'eut
33 été de la réponse positive des consommateurs qui volontairement ont réduit ou déplacé
34 leurs besoins pendant quelques heures. Hydro-Québec n'ayant pas à ce moment la
35 capacité de satisfaire cette demande extrême, il aurait fallu procéder à un délestage de
36 charge pendant la durée de la pointe.

37
38 Comme la durée de la pointe est très limitée (quelques heures), il est envisageable que
39 dans des cas extrêmes on procède à un rationnement de la demande, sur une base
40 volontaire ou non. L'impact sur la clientèle et sur l'économie en général serait acceptable,
41 puisque la plupart du temps les clients ne font que déplacer leurs besoins pour quelques
42 heures.

43

1 Il en est tout autrement dans le cas d'une pénurie en énergie. Ce n'est plus pendant
2 quelques heures que s'effectuerait le rationnement des besoins, mais sur des périodes
3 prolongées. Les besoins essentiels et vitaux ne pourront pas être satisfaits et ce sur de
4 longues périodes, le temps que des nouveaux approvisionnements puissent être
5 disponibles.

1 **6. Le bilan offre-demande et la sécurisation des**
2 **approvisionnements (sujet #3)**

3 En tant que principal fournisseur d'Hydro-Québec Distribution, Hydro-Québec
4 Production est non seulement responsable de fournir l'énergie patrimoniale de 165 TWh,
5 mais s'est également engagé à soutenir une partie de la demande post-patrimoniale à
6 travers deux contrats signés avec le Distributeur, à la suite du premier appel d'offres
7 lancé en 2002 dans le cadre du premier Plan d'approvisionnement d'HQP (A/ O 2002).

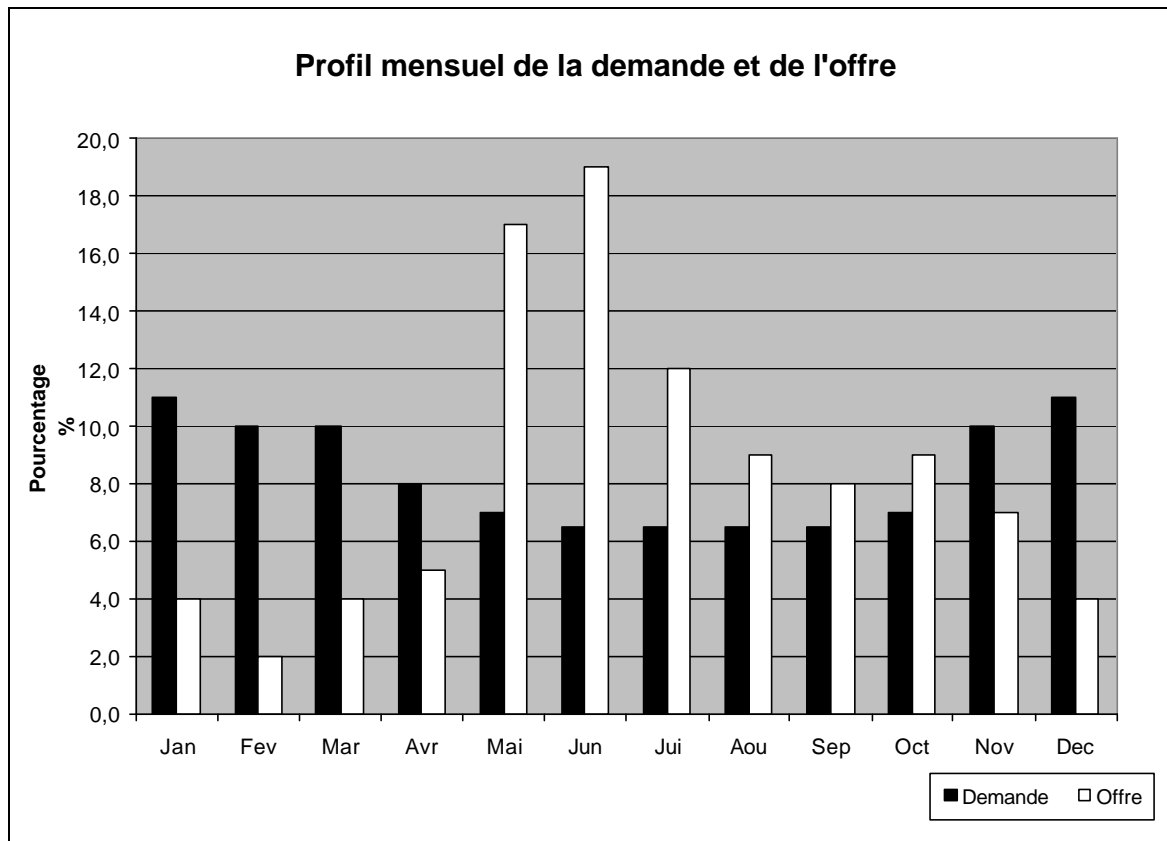
8
9 Avant d'examiner la problématique entourant les approvisionnements requis pour
10 satisfaire et sécuriser la demande additionnelle d'électricité du Québec prévue pour les
11 huit prochaines années (2004-2011), il importe d'évaluer si HQP est présentement en
12 mesure d'honorer ses engagements, et quelles sont les conditions qui permettront de
13 sécuriser ces approvisionnements au cours des prochaines années.

14 **6.1 État des approvisionnements d'HQP et critères de fiabilité**

15 Au premier janvier 2004, le stock énergétique d'HQP se chiffrait à 75,1 TWh et
16 présentait un ratio de couverture des ventes engagées de seulement 44%.

17
18 Les faibles apports naturels normalement reçus au cours des quatre premiers mois de
19 l'année (environ 15% des apports annuels) ne suffisent normalement pas à compenser la
20 demande très intense pendant cette période (environ 37% de la demande annuelle).

21
22



1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24

Les réservoirs sont donc sollicités pour équilibrer l'offre et la demande (réserve saisonnière), de sorte que le stock prévu au premier mai 2004, juste avant la crue printanière, s'établirait à un niveau minimum de 32,4 TWh.

En tenant compte du fait que la réserve hydraulique est à zéro lorsque les réservoirs contiennent globalement 10 TWh, HQP ne disposera à ce moment que d'une réserve hydraulique effective de 22,4 TWh.

Cette situation est non seulement préoccupante sur le plan environnemental, mais elle laisse envisager qu'HQP, advenant des déficits d'hydraulicité le moins importants, devra, en plus d'utiliser ses réserves hydrauliques, recourir à des moyens dits exceptionnels pour être en mesure de garantir la fourniture d'énergie, soit le fonctionnement en continu de la centrale thermique de Tracy et surtout des achats de court terme auprès des réseaux voisins.

Le critère de fiabilité énergétique qu'HQP doit respecter exige que les réserves hydrauliques ou les moyens exceptionnels disponibles soient en mesure de limiter l'espérance mathématique de délestage de charge à un maximum de 0,35 TWh/an, dans 98 % des cas. En termes pratiques, cela signifie que les réserves globales doivent être en mesure en tout temps d'éponger des déficits d'apports hydrauliques cumulatifs de 64 TWh au cours de deux années consécutives (37 TWh l'année 1 et 27 TWh l'année 2).

1 Établie en 1992, cette évaluation demeure valable compte tenu des données d'apports
2 observées depuis 1990, de l'évolution du parc de production et des marchés de
3 l'énergie.³⁵

4
5 La fiche 13.2³⁶ et la fiche 9.1³⁷ démontrent que le critère de fiabilité énergétique est
6 respecté en 2004 et 2005. Il faut cependant noter qu'en plus des réserves hydrauliques,
7 tous les moyens exceptionnels sont sollicités à leur maximum. Il faut également dans ces
8 circonstances extrêmes avoir recours à des moyens extraordinaires, notamment le rachat
9 de contrats à l'exportation.

Moyens utilisés pour contrer le cas de déficit hydraulique le plus contraignant, en TWh		
	2004	2005
Réserve hydraulique	36,3	38,7
Tracy	4,0	4,6
Importations	21,0	20,0
Sous-total	61,3	63,3
Moyens extraordinaires	2,7	0,7
Total	64,0	64,0

11 **6.2 L'importance des surplus de production**

12 Le parc de production actuel d'HQP a reçu en moyenne 189,6 TWh d'apports naturels
13 avec un écart type de 20 TWh au cours des 61 dernières années d'observation. Si on peut
14 utiliser cette moyenne à des fins de planification de nouveaux équipements, il ne faut pas
15 négliger, pour des fins de sécurisation des approvisionnements hydroélectriques,
16 d'analyser la forte variabilité des précipitations au-dessus des bassins hydrographiques.

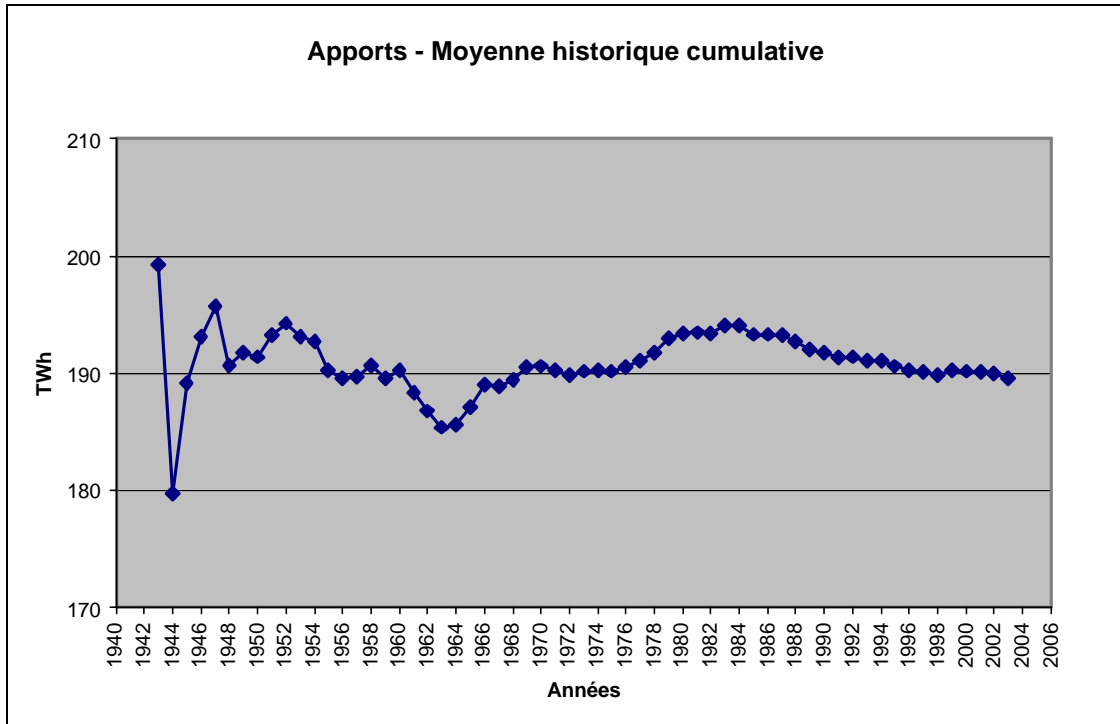
17
18 Le tableau 1.4 en HQP-1 Document 1, page 16, permet de constater que la variation peut
19 être extrême non seulement au cours d'une même année mais plus encore au cours de
20 séquences consécutives d'années.

21
22 En appliquant une moyenne mobile de 10 ans sur la série de données des apports, on
23 constate que cette moyenne fléchit constamment depuis 1980. Cela met en relief
24 l'ampleur des déficits hydriques auxquels le producteur a dû faire face, comparativement
25 aux apports sur lesquels il aurait dû pouvoir compter d'après la moyenne historique des
26 61 dernières années.

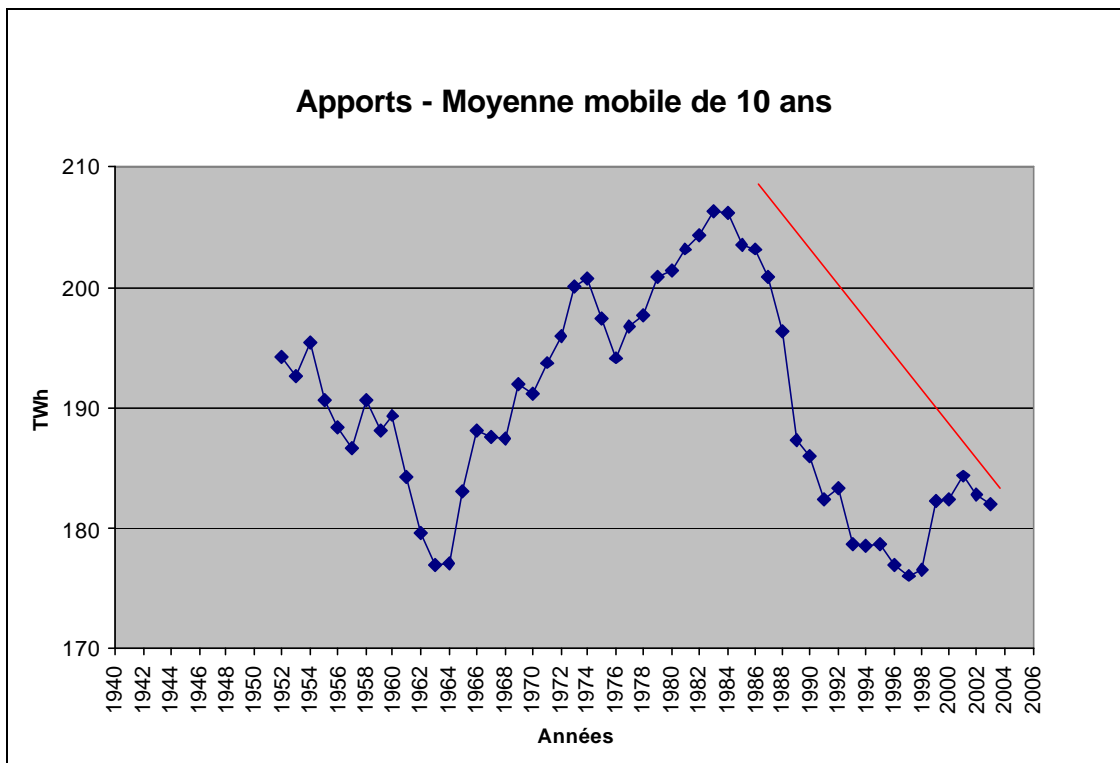
³⁵ HQP-3 Document 1 page 27

³⁶ HQP-1 Document 1 page 24

³⁷ HQP-3 Document 1 page 47



1
2



3
4 Comme l'indique le graphique ci-haut, la tendance est à la baisse. Bien que nul ne peut
5 conclure sur le degré de permanence de cette tendance, cette analyse vient soutenir l'idée
6 que pour sécuriser nos approvisionnements hydroélectriques dans ce contexte
7 d'incertitude, et compte tenu de l'historique des apports naturels au cours vingt dernières

1 années, il serait prudent de disposer, au-delà des moyens usuels (réservoirs, Tracy,
2 importations), d'une réserve additionnelle assurée par la production d'installations au-
3 delà des besoins réguliers. D'ailleurs, le critère de fiabilité énergétique prescrit, au-delà
4 de la couverture de 64 TWh sur deux ans, un excédent de production au-delà des besoins
5 réguliers d'au minimum 5 TWh.

6
7 En plus d'être fiable, cette production additionnelle doit être compétitive sur les marchés
8 externes puisque, si elle n'est pas requise, HQP doit être en mesure de l'écouler sur les
9 marchés à profit ou à tout le moins sans pertes.

10
11 L'expérience des dernières années nous démontre clairement qu'en disposant d'un
12 surplus de production allant de 18 TWh en 1998 à 11,3 TWh en 2002³⁸, HQP a pu faire
13 face aux déficits hydrauliques cumulatifs et à une croissance importante et non prévue de
14 la demande intérieure, tout en maintenant ses réserves hydrauliques à un niveau optimal,
15 jusqu'en 2002. Les réserves hydrauliques étaient capables ainsi presque à elles seules, de
16 contrecarrer une hydraulité extrême de 64 TWh sur deux années consécutives
17 qu'indique, à toutes fins utiles, le maintien des réserves à 60 % des ventes engagées au
18 premier janvier.³⁹

19
20 En 2003, en raison d'une conjugaison de causes allant d'une demande plus forte que
21 prévue à des délais dans la planification et la réalisation de nouveaux projets, HQP ne
22 dispose quasiment plus de surplus de production (4 TWh)⁴⁰ pour contrer, tout au moins
23 en partie, le déficit hydraulique de 24 TWh. Ce sont donc une bonne partie des réserves
24 hydrauliques qui ont dû être sollicitées pour sécuriser les approvisionnements d'HQP.

25 **6.3 La gestion des ressources hydriques en 2003**

26 Plusieurs intervenants⁴¹ s'étonnent du fait qu'HQP ait procédé en 2003 à des ventes de
27 court terme sur les marchés externes malgré l'état des réserves au 1^{er} janvier 2003, même
28 pour des quantités faibles (< 2 TWh). Or cette pratique se comprend compte tenu de la
29 complexité et du degré d'incertitude entourant la gestion des réserves hydriques. En début
30 d'année 2003⁴², la seule certitude concernant l'hydraulité que le gestionnaire possédait
31 est que les apports hydrauliques pourraient être très variables. Il peut être exposé à devoir
32 gérer des apports pouvant aller, si on se fie à l'historique, jusqu'à + 60,2 TWh au-dessus
33 de la moyenne, comme cela a été le cas en 1979 ou à l'opposé, un déficit pouvant aller
34 jusqu'à - 33,8 TWh, comme cela a été le cas en 1961.

35
36 Ces variations extrêmes représentent bien l'univers d'incertitude entourant les apports
37 hydrauliques naturels. Le tableau 1.4 de la page 16 d'HQP-1 Document 1 fait ressortir
38 que, sans être extrêmes, les surplus et les déficits peuvent être très importants et osciller
39 en plus ou en moins sans avertissement.

³⁸ HQ-3 Document RRSE page 21

³⁹ Ce critère correspond à un stock de 100-105 TWh au premier janvier. Un niveau correspondant au 1^{er} mai de 60-65 TWh couvre à 10 TWh près les 64 TWh nécessaires pour le cas d'hydraulité extrême

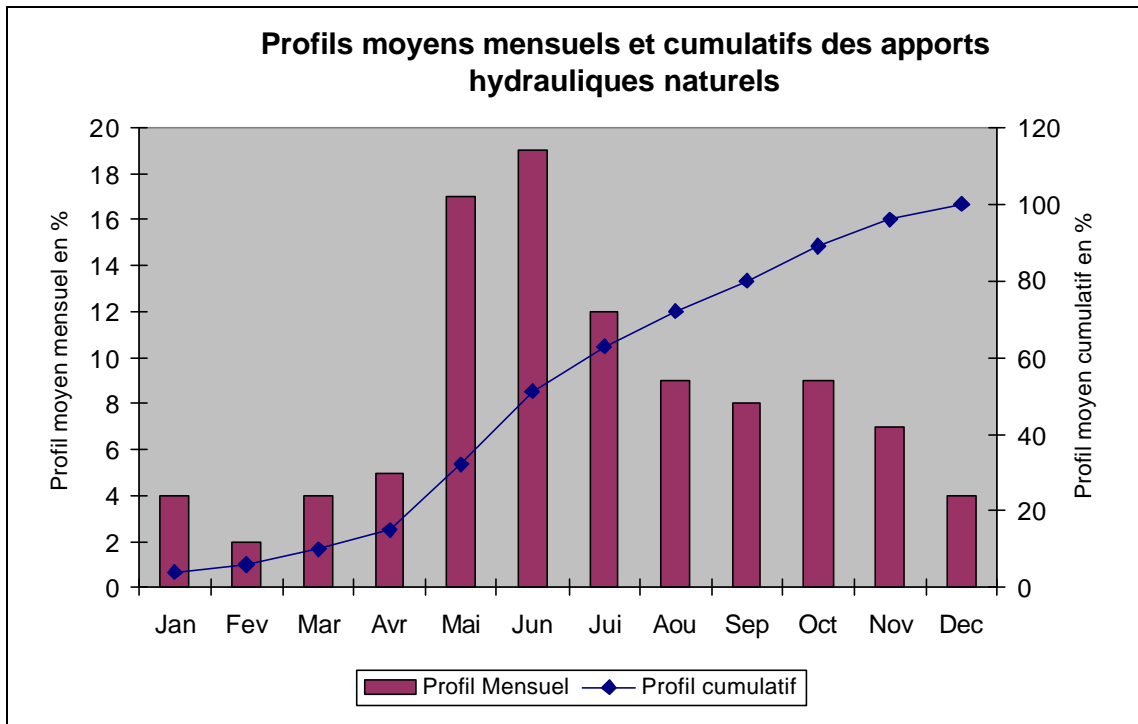
⁴⁰ HQ-3 Document RRSE page 21

⁴¹ La Presse, mercredi 24 mars 2004, commentaires de l'analyste en énergie, M. Jean François Blain.

⁴² C'est le cas d'ailleurs à chaque année.

1
2
3
4
5
6
7

Il faut également noter que le gestionnaire ne prendra vraiment connaissance des données que tardivement au cours de l'année. Certes la crue printanière en mai-juin peut déjà donner quelques informations sur les apports annuels espérés, représentant en règle générale 36% des apports annuels. Il faudra attendre en juillet, août et même septembre pour saisir l'ampleur de ces apports.



8
9
10

Pourcentage des apports annuels												
	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept	Oct	Nov	Dec
	4%	2%	4%	5%	17%	19%	12%	9%	8%	9%	7%	4%
Cumulatif	4%	6%	10%	15%	32%	51%	63%	72%	80%	89%	96%	100%

11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23

Ainsi, en janvier 2003, l'état des réserves étant perçu comme adéquat puisque répondant à la balise de 60% de couverture des ventes engagées prévues, HQP a usé de prudence en limitant de façon importante les ventes de surplus sur les marchés de court terme, surplus évalués en fonction des conditions normales d'hydraulicité et de demande, en procédant à des ventes de court terme de 1,4 TWh. Au fur et à mesure de l'enregistrement des données réelles tant sur l'hydraulicité que sur la demande, HQP interrompait très tôt dans l'année les ventes à l'exportation et décidait de faire fonctionner à plein régime la centrale thermique de Tracy.

Il est toujours très aisé d'identifier, après coup, quelle aurait été la solution optimale. Mais la gestion des ressources hydriques se fait en temps réel en tenant compte des risques et des opportunités. La Coalition juge que la gestion effectuée par HQP en 2003 a

1 été empreinte de prudence et qu'elle a visé en tout temps à assurer la sécurité des
2 approvisionnements auxquels elle s'était engagée.

3 **6.4 La vulnérabilité des approvisionnements d'HQP de 2004 à 2011**

4 En 2004, sans surplus de production et avec des stocks énergétiques relativement bas, la
5 gestion des ressources hydriques commence à être critique. Il faut commencer à renflouer
6 les réservoirs dont le niveau devient préoccupant. La centrale de Tracy fonctionnera à
7 plein régime (2,4 TWh) à moins que les conditions hydrauliques ne s'améliorent. Selon la
8 tournure des événements, un plan d'intervention sur les marchés externes sera mis en
9 branle, plan dont l'exécution sera suivie par la Régie selon les termes fixés par elle à
10 HQD.

11
12 De 2005 à 2011, les nouvelles productions, qui proviendront des achats de producteurs
13 privés ou des mises en service de nouvelles installations, réussiront à reconstituer
14 progressivement un surplus de production atteignant 5 TWh en 2009 et 10,5 TWh en
15 2011 avec la mise en service souhaitée de EM-1-A et la dérivation Rupert. En prenant
16 pour hypothèse que toutes les mises en service des projets respecteront les dates
17 planifiées, qu'on retrouve au tableau 1.1 et 1.2 de HQP-1, Document 1, pages 13 et 14,
18 HQP aura à peine réussi, en 2011, à reconstituer sa réserve hydraulique à un niveau
19 adéquat pour exploiter optimalement ses installations et ce, sans prendre aucun autre
20 engagement ni exporter de l'électricité sur les marchés de court terme. Pour ce faire, les
21 déficits hydrauliques de 2005 à 2011 ne devront pas dépasser, cumulativement, les 22,5
22 TWh prévus (probabilité de 66%). Rappelons que pour la seule année 2003, le déficit
23 d'apports naturels s'établissait à 24 TWh.

24
25 **HQP se trouvera ainsi, au cours des huit prochaines années, dans une situation de**
26 **grande vulnérabilité. La Coalition estime que cette situation est totalement**
27 **inacceptable du point de vue de la sécurité énergétique, compte tenu du coût social**
28 **d'une pénurie.** Il est devenu urgent d'agir si l'on ne veut pas exposer le Québec à des
29 situations de grande dépendance aux réseaux voisins et possiblement à faire face à des
30 pénuries d'énergie.

31 **6.5 Les solutions pour mieux sécuriser les approvisionnements**

32 Pour sécuriser les approvisionnements en électricité du Québec, il faut absolument mettre
33 en service une nouvelle installation de production le plus tôt possible. La Coalition aurait
34 souhaité que des projets hydroélectriques du Québec, en banque et non aménagés, aient
35 été prêts pour répondre de la meilleure façon à ce besoin. Hélas, les oppositions aux
36 projets hydroélectriques mis de l'avant au cours des années 1990 rendent impossibles, à
37 court terme, cette solution que pourtant tous les intervenants privilégient aujourd'hui.

38
39 Dans l'horizon temporel auquel le Québec fait face, la filière thermique est la seule qui
40 permette de sécuriser les approvisionnements importants et névralgiques d'HQD en
41 provenance d'HQP et d'éviter une forte dépendance envers les importations des réseaux
42 voisins qui risquent, en plus de présenter une facture très élevée, d'exposer le Québec, à
43 l'extrême, à une situation de pénurie d'énergie.

1

2 La centrale à turbines à gaz à cycle combiné présente un délai de réalisation qui
3 permettrait d'avoir recours à 6,5 TWh d'énergie annuelle dès l'été de 2008. Cette filière
4 présente un coût de production très compétitif, même par rapport à des projets
5 hydroélectriques. Elle constitue aussi une ressource très compétitive sur les marchés
6 externes, marchés qui seront sollicités pour écouler la production de cette centrale une
7 fois la sécurisation de la production établie. Cette production est surtout très prévisible à
8 l'avance et sous le contrôle complet du producteur. Enfin, pour la même production
9 d'électricité, et grâce à la technologie de pointe proposée par GE, le rendement thermique
10 accru, de l'ordre de 60%, réduit de moitié les émissions de GES par rapport à une
11 centrale thermique conventionnelle. Il faut, par contre, pour profiter de cet avantage
12 additionnel prendre une décision rapidement sur l'implantation au Québec de ce nouveau
13 type de centrale très performant. Par ailleurs, les émissions d'autres polluants sont quant à
14 eux très faibles compte tenu de la combustion contrôlée du gaz naturel.

15

16 La réalisation d'un programme équivalent de production d'énergie éolienne au delà des
17 1000MW envisagés pour la satisfaction d'une partie de la demande additionnelle à
18 l'horizon 2011 (3000 à 4000 MW) nécessitera de toute évidence des délais plus longs. De
19 plus, la nature intermittente de la production, les contraintes d'intégration sur le réseau de
20 transport et son coût encore non compétitif désavantage cette filière quant au rôle de
21 support qu'elle devrait dans ce cas être appelée à jouer.

22

23 La Coalition croit que l'énergie éolienne est appelée à jouer un rôle important dans
24 l'équilibre offre-demande en électricité au Québec, en complément au développement
25 hydroélectrique que la Coalition privilégie comme principale source de production
26 d'électricité au cours des quinze prochaines années. Nous traitons en plus de détail des
27 avantages et des limites de cette filière au chapitre suivant.

28

29 La seule autre alternative à la sécurisation de la fourniture d'HQP serait les importations.
30 Celles-ci proviendront d'installations majoritairement thermiques chez nos réseaux
31 voisins. L'annexe 2 montre la composition de la production d'électricité dans les États
32 membre du NEPCC (nouvelle Angleterre et New-York), du regroupement PJM
33 (Pennsylvanie, New Jersey, Maryland) et les États de la Virginie.

34

35 Au mieux, l'électricité importée serait produite à partir du gaz naturel dans des centrales à
36 turbines à gaz à cycles combinés dont les émissions seraient comparables à celles de la
37 centrale du Suroît. Au pire, ces importations proviendront de centrales thermiques
38 classiques, qui présentent un rendement thermique de 30%, et possiblement de centrales
39 alimentées au charbon.

40

41 **La centrale thermique du Suroît agira comme police d'assurance pour sécuriser les**
42 **approvisionnements du Québec en électricité.** En cas de capacité excédentaire, la
43 production de cette centrale sera exportée ou pourra servir à remplir les réservoirs
44 hydroélectriques. Son coût de revient relativement bas lui assure de trouver un marché
45 qui permettra, à tout le moins, de récupérer le capital investi et les frais d'opération. Sur
46 le plan environnemental et en particulier celui des GES, le bilan global serait positif

1 puisque le Suroît remplacerait à tout le moins les émissions engendrées autrement par les
2 importations. En mode «exportation», elle servira à remplacer les centrales les moins
3 efficaces et donc plus polluantes. Mise en service en 2008, la production annuelle de 6,5
4 TWh aura têt fait, dès 2009 selon les données de planification présentement utilisées pour
5 établir des projections, de rétablir les réserves hydrauliques d'HQP à un niveau adéquat.

6
7 La sécurisation de la fourniture d'électricité en provenance de HQP repose sur le respect
8 des mises en service des projets hydroélectriques en construction mais également à
9 différents stades de planification. La Coalition a toujours maintenu que tout projet, quel
10 qu'il soit, doit faire la preuve qu'il respecte les objectifs et exigences en matière
11 d'environnement. Loin de vouloir escamoter par un examen sommaire cette étape
12 cruciale d'autorisation des projets, **la Coalition renouvelle son appel aux**
13 **gouvernements pour que le processus complet d'examen se fasse avec diligence et**
14 **surtout sans double emploi et pertes de temps.**

7. Les options pour répondre à l'accroissement de la demande d'ici 2010 (sujet #4)

Pour satisfaire les besoins d'électricité du Québec, le Distributeur est tenu par la Loi de se procurer des approvisionnements énergétiques au plus bas prix possible (coût de transport compris) selon les conditions demandées.⁴³ Le Distributeur doit s'assurer en tout temps de disposer d'approvisionnements fiables et en quantité suffisante pour couvrir les besoins prévus du Québec. Il faut également, dans le choix des différentes filières de production d'électricité, que le Distributeur applique un critère non-monétaire qui permette de différencier et de privilégier les approvisionnements en provenance de ressources renouvelables et les moins dommageables pour l'environnement.

Le gouvernement peut, en vertu de la loi, indiquer au Distributeur de tenir compte, dans le processus d'analyse des offres d'approvisionnements, de préoccupations économiques, sociales ou environnementales.⁴⁴

7.1 Caractéristiques des filières énergétiques

7.1.1 La filière hydroélectrique (sujet 4a)

Cette filière répond en tous points aux conditions d'approvisionnement prescrites par la Loi.

- Il reste encore au Québec un vaste potentiel hydroélectrique non encore aménagé, capable de soutenir la croissance prévisible de la demande pour au moins les quinze prochaines années à un coût très compétitif.
- L'aménagement de centrales avec retenue permet de moduler, en tout temps la production en fonction de la demande.
- Les impacts sur l'environnement peuvent être minimisés par des mesures d'atténuation. La filière hydroélectrique respecte le principe du développement durable puisque c'est une ressource renouvelable qui ne produit que des quantités infimes de polluants notamment les GES.
- Enfin le Québec a développé une expertise en matière de développement hydroélectrique et dispose d'une infrastructure industrielle qui lui garantit un très fort contenu québécois.

Les projets hydroélectriques en cours sont déjà sur un échéancier critique de sorte qu'il est difficile d'envisager une accélération de leur mise en service au-delà des calendriers présentement arrêtés.

⁴³ Loi sur la Régie de l'Énergie, article 74.1, alinéa 3.

⁴⁴ Loi sur la Régie de l'énergie; article 72.

1 Hélas, malgré l'avantage indéniable de l'hydroélectricité sur toutes les autres filières
 2 énergétiques, les projets hydroélectriques sont carrément désavantagés dans le processus
 3 d'appel d'offres du Distributeur. En effet les délais de réalisation d'un projet
 4 hydroélectrique typique dépassent les délais de livraison de 55 mois entre l'appel d'offre
 5 et le début des livraisons. Il s'agit là d'une exigence à revoir.

6
 7 De plus, ces délais de réalisation sont allongés par un processus d'autorisation à multiples
 8 paliers décisionnels qui prolongent indûment les questionnements.

9
 10 **La Coalition considère que la filière hydroélectrique devrait être la source d'énergie**
 11 **électrique à privilégier au Québec pour au moins les quinze prochaines années.** Le
 12 développement de cette richesse permettra ainsi au Québec de bénéficier, pour un certain
 13 temps encore, d'un avantage marqué sur le plan économique et environnemental.

14
 15 Les courts délais de livraison (50 à 60 mois) inhérents au processus d'appel d'offre du
 16 Distributeur sont incompatibles avec les délais de réalisation typiques d'un projet de
 17 production hydroélectrique. De même HQP détient un quasi-monopole dans le
 18 développement de cette filière. Dans ces circonstances, le jeu de la concurrence est
 19 presque inopérant. **Il importe de revoir le processus d'approvisionnement pour**
 20 **permettre aux projets hydroélectriques, couplés à un développement de la filière**
 21 **éolienne, de combler les besoins futurs en électricité au Québec au cours des quinze**
 22 **prochaines années, au moins.** Les membres de la Coalition feront des propositions dans
 23 ce sens à l'occasion de la Commission Parlementaire sur l'avenir énergétique l'automne
 24 prochain.
 25
 26

Coût de revient et caractéristiques environnementales de l'hydroélectricité⁴⁵				
Projets	Coût⁴⁶ Transport compris	Puissance MW à la pointe	Énergie TWh/an	GES Kt eq CO2/TWh
Toulousteuc	3,56	465	2,68	
Mercier	4,57	32	0,28	
EM-1	6,71	480	2,7	Réservoirs : 15
Péribonka	5,49	340	2,2	Fil de l'eau : 1
Rap. Des coeurs	7,52	127	0,85	
EM-1-A	3,36	770	7,7	
Romaine	8,17	1500	7,5	

27
 28 **7.1.2 La filière éolienne (sujet 4c)**

- 29 • La filière éolienne correspond en tous points au principe du développement durable.
 30 Elle est renouvelable et n'occasionne aucune pollution atmosphérique lors de son
 31 exploitation.
 32

⁴⁵ HQP-3 Document 1 tableaux 4.1.1 et 4.1.2 pages 44 et 45

⁴⁶ Coûts estimés en \$ de l'année de mise en service avec une annuité croissante de 2,5%, t.a de 9,1%

- 1 • Par contre, la production éolienne est intermittente et doit, pour épouser le profil de la
2 demande, être couplée à un autre moyen de production capable d'emmagasiner
3 l'énergie produite au moment où on n'en a pas besoin et de la restituer au moment
4 opportun. Un couplage éolien–hydroélectrique est une combinaison gagnante.
5
- 6 • À l'instar de l'hydroélectricité, la production éolienne n'engendre que de très faibles
7 coûts variables et n'est donc pas sujette à l'inflation une fois aménagée. Par contre le
8 coût unitaire de production est largement influencé par les caractéristiques du vent,
9 tant au niveau de son intensité que de sa régularité. Le facteur d'utilisation garanti de
10 l'installation est déterminant.
- 11
- 12 • Pour limiter les frais d'intégration au réseau et obtenir un coût de revient acceptable,
13 les installations éoliennes doivent être situées à proximité du réseau de transport.
14

15 L'énergie éolienne se présente donc comme une filière prometteuse pour le Québec. La
16 Coalition a accueilli favorablement le plan d'approvisionnement de 1000 MW en énergie
17 éolienne recherché par le troisième appel d'offres du Distributeur. Cette première phase
18 de développement de l'énergie éolienne vise, tout en répondant faiblement à
19 l'accroissement de la demande du Québec à l'horizon 2010, à établir une infrastructure
20 manufacturière en Gaspésie capable non seulement d'assurer un contenu québécois élevé
21 à cette filière mais également de desservir un marché croissant en Amérique du Nord.
22 Bien que cette injection de production de 1000 MW dans la région gaspésienne
23 corresponde à la charge de cette région, elle nécessitera dans certaines circonstances un
24 important programme de renforcement du réseau de transport qui se reflètera
25 négativement sur son prix de revient.
26

27 7.1.2.1 Coût de l'énergie éolienne

28 Étant donné le caractère très commercial et concurrentiel de l'industrie éolienne, peu
29 d'information a été publiée sur les coûts de cette filière. Cependant, la plupart des pays
30 impliqués divulguent un certain nombre d'informations à ce sujet.
31

32 **Coût d'installation:**

33 L'Agence Internationale de l'Énergie (IEA) fait état de ces coûts :

34
35 *«For complete wind farms, the estimates of average costs vary*
36 *according to countries between about 940 to 1150 Euros / KW of*
37 *installed capacity with 1050 Euro/KW as the rounded average. For*
38 *the recent MW plus machines, the installed cost per unit capacity*
39 *might not be lower but the overall economics are often improved*
40 *because of a greater energy yield, resulting from higher rotor hut*
41 *height.»⁴⁷*

⁴⁷ IEA Wind Annual Report 2002, April 2003, page 79

1 À un taux d'actualisation de 9% et en prenant en compte une durée de vie de 25 ans
2 (l'IEA estime pour sa part une vie utile de 20 ans⁴⁸) le coût unitaire en ¢/Kwh (estimé en
3 2007 avec une annuité croissante de 2,5%) varie avec le facteur d'utilisation. Ce dernier
4 se situe typiquement entre 20% et 35 %, dépendant de la vitesse des vents aux sites et de
5 l'optimisation de l'installation.⁴⁹ Notons que pour la seule installation d'importance au
6 Québec, le projet Le Nordais, le facteur d'utilisation (FU) observé depuis sa mise en
7 service en 1999 se situe à 16,5%. En entrevue à Radio-Canada, le président de la
8 compagnie Axor, qui exploite le parc Le Nordais, Yvan Dupont, met en cause les vents
9 gaspésiens et la technologie danoise qui n'a pas été à la hauteur :

10
11 *« On nous parlait de 26,5% de facteur d'utilisation à l'époque. La*
12 *réalité s'est avérée être 16,5 %. C'est une réalité qui a été*
13 *douloureuse pour nous. »*⁵⁰
14

Coût d'installation en ¢/Kwh			
Facteur d'utilisation	20%	25%	30%
Coût en ¢/Kwh	8,75	7,0	5,8

15
16 **Coûts d'exploitation :**

17 L'IEA relève que les coûts d'exploitation s'élèvent présentement aux environs de 0,01 \$
18 US / Kwh⁵¹, soit approximativement 1,4 ¢ CDN / Kwh.

19
20 **Coûts d'intégration au réseau de transport :**

21 Trans-Énergie estime que :

22
23 *« l'ajout d'un premier bloc de 1000 MW de production éolienne en*
24 *Gaspésie impliquerait ... des coûts globaux d'intégration pouvant*
25 *aller jusqu'à \$ 420 millions. »*⁵²
26

27 En réponse à une question de Options Consommateurs, Trans-Énergie a détaillé les coûts
28 d'intégration et les estime au minimum à 150-200 millions \$.⁵³
29

30 Ces investissements étalés sur 40 ans (vie utile des équipements de transport) et tenant
31 compte d'un taux d'actualisation de 9%, entraînent un coût unitaire en ¢/Kwh⁵⁴
32 d'énergie éolienne transitée qui varie avec le facteur d'utilisation moyen des installations.
33

Coûts d'intégration au réseau de transport en ¢/Kwh			
Facteur d'utilisation	20%	25%	30%
Coûts en ¢/Kwh	0,7-2,1	0,6-1,7	0,5-1,4

⁴⁸ IEA Wind Annual Report 2002, April 2003, page 78

⁴⁹ IEA Wind Annual Report 2002, April 2003, page 78

⁵⁰ Entrevue à Radio-Canada, par M. Yvan Dupont, président du conseil de AXOR. Voir à cet effet :
<http://www.radio-canada.ca/url.asp?regions/est-quebec/nouvelles/200403/08/002-lenordais.asp>

⁵¹ IEA Wind Annual Report 2002, April 2003, page 79

⁵² HQT-2 Document 1 page 9

⁵³ HQ-3 Document Options Consommateurs, page 33

⁵⁴ En ¢ de 2007 avec une annuité croissante de 2,5 %

1
2
3 **Coût d'équilibrage :**

4 Étant donné la nature intermittente de la production de cette forme d'énergie, il faut lui
5 assurer un service d'équilibrage qui fera correspondre, en bout de piste, le profil de la
6 production au profil de la charge.

7
8 Les frais afférents à ce service sont estimés par HQP à 0,8 ¢/Kwh. Ce prix se compare à
9 celui exigé par BPA (Bonneville Power Administration) pour un service équivalent (6\$
10 US / Mwh)⁵⁵

11
12 **Coûts totaux :**

13 Le tableau suivant présente un estimé de la totalité des coûts de fourniture de 1000 MW
14 d'éolienne en Gaspésie.
15

Coûts totaux en ¢/Kwh ⁵⁶			
Facteur d'utilisation	20%	25%	30%
Coûts d'installation	8,75	7,00	5,80
Frais d'exploitation	1,40	1,40	1,40
Coûts d'intégration	0,7-2,10	0,6-1,70	0,5-1,40
Frais d'équilibrage	0,80	0,80	0,80
Coût total	11,65-13,05	9,0-10,90	8,5-9,40
Crédits prog.EPÉE ⁵⁷	1.20	1,20	1,20

16
17 Nous sommes en mesure de réaliser que, tout compte fait, le prix de la production
18 d'électricité à partir de l'énergie éolienne serait passablement plus élevé que celui obtenu
19 récemment suite aux deux appels d'offres A/O 2002-01 et A/O 2002-02, respectivement
20 de 6,1 ¢/Kwh⁵⁸ et 6.7 ¢/Kwh.⁵⁹

21
22 Si ce différentiel de prix devait subsister à l'ouverture des plis des soumissions, en juin
23 2004, le coût additionnel pour le programme de 1000 MW avec une hypothèse de facteur
24 d'utilisation de 25% s'établirait entre \$50 et \$100 millions par année. Une augmentation
25 tarifaire spécifique à cette subvention serait de 0,5 à 1,1%.⁶⁰

26
27 Cette analyse révèle que le coût de l'énergie éolienne est fortement augmenté par les
28 coûts d'intégration au réseau. Pour minimiser le coût global de cette filière, son
29 développement doit être bien planifié en sélectionnant des sites répondant aux deux
30 caractéristiques suivantes : fort potentiel éolien et peu de restrictions d'intégration au

⁵⁵ HQP-3 Document 1 page 11

⁵⁶ coûts estimés en \$ de 2007 avec une annuité croissante de 2,5%

⁵⁷ Programme EPÉE (GPPP), crédits applicables pour dix ans, sur les premiers 300 MW mis en service avant le 1-04-2007, décroissants de 1,2¢/Kwh année 1 à 0,8 ¢/Kwh années 5 à 10. Ref IEA, Annual report 2002, April 2003, pages 84 et 85.

⁵⁸ Décision de la Régie D-2003-159 page 17

⁵⁹ Communiqué d'HQD, le 15 mars 2004.

⁶⁰ En fonction du Revenu Requis de HQD en 2004, établi par la Régie, D-2004-47 page 87

1 réseau tant pour desservir la charge que pour faciliter le stockage. La deuxième phase de
2 développement nécessitera d'abord une bonne connaissance du potentiel éolien au
3 Québec et des études coordonnées entre les intervenants principaux, Trans-Énergie et
4 Hydro-Québec Production. **La Coalition considère, que le Québec a intérêt à**
5 **développer cette filière de pair avec les projets hydroélectriques, de sorte à planifier**
6 **le réseau de transport et la capacité de production pour optimiser le coût**
7 **d'ensemble de la production. Les mises en services de EM-1 –A devraient servir de**
8 **plate forme de lancement pour ce développement coordonné.**
9

10 7.1.2.2 Accueil

11 Toutefois, malgré son potentiel, la filière éolienne est loin de représenter une alternative
12 au Suroît et il faut prendre garde aux mirages. Les quantités d'éoliennes qui seraient
13 requises pour remplacer l'énergie fournie par le Suroît seraient très importantes. Pour un
14 FU moyen espéré de 25%, le remplacement de 800 MW exigerait 3600 MW d'éoliennes,
15 soit 2400 machines de 1,5 MW chacune (modèle GE 1.5). Or, un tel parc poserait un
16 problème de disponibilité de terrain : si on les alignait bout à bout,⁶¹ elles occuperaient
17 une bande de 400 mètres de large par 1000 kilomètres de long, soit une distance
18 comparable au trajet entre Montréal et Natashquan sur la basse Côte-Nord. Si on les
19 regroupait dans un parc, elles occuperaient une superficie approchant celle de l'île de
20 Montréal.

21
22 L'impact visuel des éoliennes se compare à celui des lignes de transport. On imagine
23 l'impact visuel de 2400 énormes pylônes de 70-80m de haut. Cette perspective risque de
24 provoquer une très forte réaction de rejet ("pas dans ma cour") dans les régions touchées,
25 à plus forte raison dans les régions touristiques (notamment les bords de mer et du fleuve
26 où les vents sont favorables à leur installation). Déjà certaines restrictions sont imposées
27 à l'implantation d'éoliennes sur le territoire, comme en fait foi la nouvelle réglementation
28 de la MRC Côte de Gaspé.⁶²

29
30 Ces deux facteurs, la rareté de terrains et l'impact visuel, pourraient limiter l'implantation
31 des éoliennes près des zones de consommation.

32
33 Le BAPE, dans son rapport d'enquête et d'audience publique⁶³ sur les projets
34 d'aménagement des parcs d'éoliennes des monts Copper et Miller à Murdochville, relève
35 l'impact cumulatif potentiel des projets de parc d'éoliennes, impact qu'il y aurait lieu
36 d'analyser lors d'une audience générique sur le développement de cette filière. La société
37 Radio-Canada, de son côté, s'inquiète sur l'incidence de la prolifération de parc
38 d'éoliennes sur le maintien d'une qualité minimale de réception des services publics de
39 télévision et de radio. Ces interventions indiquent que le débat autour de l'acceptabilité
40 de la filière éolienne ne fait que commencer.

⁶¹ Espacement de 450 mètres, soit six fois le diamètre du rotor.

⁶² CBGA (MA 1250), vendredi 12 mars 2004.

⁶³ BAPE: rapport 190, Projets d'aménagement des parcs d'éoliennes des monts Copper et Miller à Murdochville, page 65.

1 7.1.3 *La biomasse*

- 2 • Il est clair qu'un recyclage de ressources telle que l'utilisation de rejets forestiers ou
3 urbains pour la production d'électricité va dans le sens du développement durable.
4
5 • Le processus de production est éprouvé et s'adapte bien au profil de la demande.
6
7 • Enfin la localisation des centrales dans des parcs industriels bien desservis par le
8 réseau de transport, ainsi que le prix dérisoire du combustible, assurent à cette filière
9 un prix compétitif.

10
11 Il faut cependant noter que le potentiel énergétique de cette filière est limité par la
12 disponibilité de la matière première. Ainsi pour combler les besoins futurs à l'horizon
13 2010, on ne pourra compter que sur les 39,4 MW et 0,3 TWh récemment contractés⁶⁴ par
14 HQD suite à l'appel d'offres lancé en avril 2003 par le Distributeur. Ceci correspond à la
15 moitié de l'objectif recherché initialement par HQD. Par ailleurs, le prix de livraison
16 convenu à même les contrats signés est de 6,7 ¢/Kwh, ce qui est très compétitif.
17

18 7.1.4 *La cogénération*

- 19 • Ici encore, la valorisation de l'énergie nécessaire à la production industrielle par une
20 production en tandem de l'électricité correspond aux principes du développement
21 durable.
22
23 • Le processus de production d'électricité est éprouvé et s'adapte très bien au profil de
24 la demande.
25
26 • Le coût de revient devrait s'avérer compétitif.
27

28 Le Distributeur devrait lancer prochainement un appel d'offre en vue d'équilibrer les
29 besoins à partir de 2007. Le Distributeur vise un approvisionnement progressif à partir de
30 cette filière qui atteindrait 800 MW en 2013. Il faudra cependant s'attendre à ce que
31 l'industrie des pâtes et papiers, candidate idéale pour cette filière, restreigne quelque peu
32 sa participation à cet appel d'offres en raison des difficultés qu'elle éprouve. Cependant
33 nous croyons qu'il existe un potentiel de cogénération à partir des rejets thermiques de la
34 sidérurgie, des alumineries et de l'industrie des métaux.

35 7.1.5 *La filière thermique (sujet 4b)*

- 36 • La production d'électricité à partir d'une centrale thermique à turbines à gaz à cycle
37 combiné détient un avantage sur toutes les autres filières énergétiques, à l'exception
38 de l'hydroélectricité, tant au niveau du coût de revient que de la disponibilité et de la
39 fiabilité. C'est à l'heure actuelle la production électrique de référence en Amérique
40 du Nord, tout au moins. Ce n'est pas pour rien que la puissance installée pour ce type
41 de centrale, en exploitation et à l'étude en 2001, au Canada et aux États-Unis, atteint

⁶⁴ Communiqué Hydro-Québec Distribution, le 15 mars 2004.

1 déjà les 238 393 MW⁶⁵. En 2002, les mises en services des TAG à cycle combiné en
2 Amérique du Nord se sont chiffrées à 58 000 MW.⁶⁶ Ces qualités ont récemment été
3 soulignées par la ECSTF :

4
5 *« Natural Gas as a fuel for electricity generation has a number of*
6 *attractive features particularly in competing markets. It requires smaller*
7 *capital outlays, it can be sited and built more quickly often closer to the*
8 *consumer and it is relatively clean. »⁶⁷*
9

- 10 • Avec un rendement thermique élevé, les centrales à cycle combiné émettent deux fois
11 moins de GES, pour une même quantité d'énergie produite, qu'une centrale
12 thermique classique comme celle de Tracy, encore très répandue. Alimenté au gaz
13 naturel, ce type de centrale émet également peu de SO₂ et de NO_x relativement aux
14 centrales thermiques classiques.
15
- 16 • Par contre, ce type de centrales est désavantagé eu égard au critère du développement
17 durable, surtout lorsque l'on dispose comme le Québec d'un potentiel d'énergie
18 renouvelable économiquement aménageable. C'est pourquoi **la Coalition écarte le**
19 **développement de cette filière pour satisfaire les besoins énergétiques du Québec**
20 **à long terme.**

21
22 **Cependant sur un horizon de trois ans, cette filière est la seule à pouvoir répondre à**
23 **des besoins électriques de court terme** . La seule autre alternative pour ce faire serait de
24 s'en remettre aux importations d'électricité.
25

26 7.1.6 Les importations (sujet 4d)

27 Les réseaux voisins des États-Unis disposent, compte tenu de la diversité entre le profil
28 de charge de leur demande (pointe estivale) et celle du Québec (pointe hivernale), d'une
29 capacité excédentaire apte à soutenir le réseau québécois tant en période de pointe que
30 pour combler des besoins en énergie. Toutefois, des contraintes principalement reliées à
31 la capacité des interconnexions, mais également aux indisponibilités planifiées des
32 équipements, limitent les importations d'une possibilité théorique de 39 TWh/an à
33 environ 15 TWh/an⁶⁸.

34
35 **La Coalition estime que le recours aux importations d'électricité devrait être limité**
36 **et servir principalement à gérer des événements fortuits** tels les aléas climatiques qui
37 pourraient faire grimper la demande jusqu'à 4 TWh ou encore et surtout les conditions
38 d'hydraulicité faible. C'est ce qu'a fait valoir l'AIEQ à la Régie à l'occasion de l'examen
39 du premier Plan d'approvisionnement du Distributeur (R-3470-2001). De plus, dans sa
40 décision D-2002-169, la Régie considère que dans le contexte d'incertitude qui
41 conditionne les marchés de court terme :

⁶⁵ Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, Rapport 170 page 33

⁶⁶ NERC 2003 long term reliability assessment report, December 2003 (www.nerc.com)

⁶⁷ ECSTF, p 51.

⁶⁸ HQP-1 Document 1 fiche 13.1, page 22.

1
2 *«[...] il ne faut pas se fier excessivement aux marchés à court terme. En*
3 *conséquence, la Régie juge prudente, aux fins de planification des*
4 *approvisionnements de long terme, la proposition du Distributeur de*
5 *limiter ses appels aux marchés de court terme à 5 TWh.»⁶⁹*

6
7 Dans son rapport de janvier 2004 au ministre de l'Énergie de l'Ontario, la Energy
8 Conservation and Supply Task Force partage cette orientation et recommande de réserver
9 le marché SPOT à des fins d'équilibrage :

10
11 *«The task force recommends less reliance on the Spot market. There*
12 *should, instead, be greater reliance on long term contracting between*
13 *generators and large volume buyers.»⁷⁰*

14
15 *«A spot market that serves primarily as a balancing pool.»⁷¹*

16
17 S'il est vrai qu'un approvisionnement de l'ordre de 5 TWh peut être assuré à un prix
18 acceptable, le recours régulier à ce marché pour des quantités plus importantes risquerait
19 de commander des prix très élevés, dès que les vendeurs comprendront la position
20 déficitaire durable de l'acheteur. Un exemple pas très lointain ni dans le temps ni dans
21 l'espace force à réfléchir : entre août 2001 et août 2002, le prix de l'électricité a fait un
22 bond de 32,7 % en Ontario.⁷² Un aléa climatique (vague de chaleur), jumelé à une marge
23 de manœuvre trop faible, a forcé le producteur ontarien à acheter à prix fort d'un autre
24 producteur (possiblement Hydro-Québec). L'Ontario a payé ce prix pour n'avoir pas été
25 en mesure de combler une demande via ses propres capacités de production.

26
27 Si le Québec choisit de se fier davantage aux marchés de court terme, il risque de ne pas
28 être seul, puisque nos voisins dans le Nord-Est du continent font face, pour des raisons
29 différentes, aux mêmes défis d'approvisionnement que nous. Ainsi, l'Ontario appréhende
30 un déficit de 5000MW à 7000MW en 2007, ce qui poussera cette province à accroître son
31 recours aux marchés de court terme :

32
33 *«If no new capacity or demand reduction measures are taken, the*
34 *Province will be critically dependent on external sources of electricity.*
35 *Energy costs will be higher and more volatile, and reliability could be*
36 *reduced.»⁷³*

37
38 Sur le plan environnemental, les importations proviendraient de sources thermiques,
39 comme en fait foi l'annexe 1. Elles occasionneraient des émissions de GES à tout le
40 moins équivalentes, sinon généralement plus importantes, que celles que produirait une

⁶⁹ Décision de la Régie, 21 janvier 2002, D-2002-169, page 49.

⁷⁰ Electricity Conservation & Supply Task Force (ECSTF), « Tough Choices: Addressing Ontario's Power Needs », Final Report to the Minister, January 2004, Executif summary, p.iii

⁷¹ ECSTF, p 86

⁷² Statistique Canada (2002), Le Quotidien, 20 septembre 2002.

⁷³ ECSTF p. 25

1 centrale à cycle combiné au Québec. La production en provenance de l'extérieur étant à
 2 prédominance charbon et mazout, il s'ensuivrait également d'importantes émissions de
 3 polluants tels les SO₂ et NO_x.

4 **7.2 Les approvisionnements additionnels requis**

5 Pour évaluer les approvisionnements requis, nous avons tout d'abord ajusté les besoins
 6 inscrits dans le Plan proposé par le Distributeur pour tenir compte des initiatives
 7 additionnelles en économies d'énergie décrites en HQD-1, Document 1, page 13.

8
 9 Nous avons également tenu compte de l'hypothèse retenue par HQP dans son mémoire au
 10 sujet de l'alimentation des charges bi-énergie. Bien qu'aucune entente n'ait été signée
 11 avec le Distributeur pour l'alimentation de ces charges, hormis pour l'année 2004, HQP
 12 retient l'hypothèse de la poursuite de cette alimentation à l'horizon 2010. L'effet sur le
 13 bilan offre-demande serait le même si la Régie acceptait la récente requête du
 14 Distributeur (R-3531-2004) visant à interrompre l'alimentation de 1,5 TWh (sur 2,1
 15 TWh) des charges au tarif BT au 1^{er} avril 2006.⁷⁴

Approvisionnements additionnels requis (TWh)							
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Besoins ajustés	179,6	183,1	187,4	189,1	191,2	193,1	195,6
<i>Incluant bi-énergie CII</i>	2,0	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,0
App. patrimoniaux	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
App. non patrimoniaux requis	0,7	4,2	8,5	10,2	12,3	14,2	16,7
Contrats LT signés 2003	0,0	0,0	1,4	7,5	8,2	8,2	8,2
App. de HQP ⁷⁵ pour bi-énergie	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
App. additionnels requis	0,0	2,1	5,0	0,6	2	3,9	6,4

17 **7.2.1 Premier constat: d'ici 2006, HQD devra compter sur le marché de court terme**

18 Jusqu'en 2006, HQD devra avoir recours au marché de court terme pour combler les
 19 besoins réguliers additionnels prévus au scénario moyen. Ces approvisionnements
 20 additionnels requis atteindraient 5,0 TWh en 2006 et ce, en supposant que les premières
 21 livraisons (1,4 TWh) en provenance de Trans-Canada Energy débutent bel et bien en
 22 2006, tel que prévu au contrat. Indépendamment de cette hypothèse, **la Coalition fait**
 23 **valoir à la Régie sa forte préoccupation quant au recours au marché de court terme**
 24 **pour satisfaire les besoins réguliers.** L'importance de ce recours est préoccupante à
 25 deux titres. Non seulement il atteint la limite de ce que la Régie considère comme un
 26 recours prudent à ces marchés mais, de plus, la dépendance à ce marché pourraient être
 27 encore plus élevée en cas d'aléa climatique défavorable (HQP pourrait malgré l'entente
 28 cadre ne pas être en mesure de couvrir ce besoin) ou en cas de demande plus forte que
 29 celle anticipée dans le scénario moyen.

30
 31 Hélas, aucune autre solution n'est possible d'ici 2006.

⁷⁴ HQ-3 Document AQLPA-SÉ page 47

⁷⁵ Selon HQP-1 Document1 tableau 1.2 page 14. Seule une entente a été signée avec HQD pour 2004.

1 **La Coalition recommande fortement à la Régie que, pour sécuriser ses**
2 **approvisionnements à long terme, le Distributeur se garde une marge de manœuvre**
3 **et ne planifie pas un recours au marché de court terme pour ses besoins réguliers.** Il
4 devrait conserver cette option uniquement pour des besoins fortuits de court terme reliés
5 au climat ou à la demande et qui sont difficilement prévisibles à l'avance.

6 *7.2.2 Deuxième constat : Bécancour est absolument nécessaire*

7 Le contrat approuvé par la Régie entre HQD et Trans-Canada Energy prévoit que 1,4
8 TWh seront livrés en 2006 et 4,1 TWh à partir de 2007 jusqu'à la fin du contrat. Par cette
9 approbation, la Régie a reconnu la nécessité de cet approvisionnement en énergie pour le
10 Québec. Dans son rapport d'enquête sur ce projet, le BAPE juge que ce projet est
11 acceptable sur le plan de l'environnement mais émet des réserves, à l'occasion de ces
12 remarques sur les GES, sur la pertinence du projet, cette dernière question se trouvant à
13 l'extérieur de son champ de compétence. Le ministre de l'Environnement a annoncé le 13
14 avril un délai indéterminé avant qu'il ne recommande l'émission du certificat
15 d'autorisation au Conseil des ministres ⁷⁶:

16

17 *« Le ministre de l'Environnement précise qu'aucune*
18 *recommandation ne sera formulée au Conseil des ministres quant à*
19 *ce projet avant que la Régie de l'énergie n'ait remis son rapport*
20 *portant sur le mandat que le ministre des Ressources naturelles, de*
21 *la Faune et des Parcs lui a confié le 6 février dernier ».*

22

23 À l'instar de la Régie, la Coalition estime que cet approvisionnement est plus que
24 nécessaire pour subvenir aux besoins en électricité du Québec à partir de 2006. Un
25 glissement dans la date de mise en service de ce projet ou, pis encore, son abandon
26 romprait définitivement l'équilibre offre-demande déjà précaire à l'horizon 2007.

27 *7.2.3 Troisième constat : l'offre découlant des autres appels d'offres en cours reste*
28 *incertaine*

29 Le 15 mars 2004, HQD a octroyé deux contrats d'approvisionnement à partir de la
30 biomasse aux Compagnies Kruger et Bowater. Ces deux contrats, non encore approuvés
31 par la Régie, totalisent près de 40 MW et fourniraient près de 0,3 TWh d'énergie (après
32 pertes) par an pendant vingt ans. C'est deux fois moins que l'objectif de 80 MW
33 recherché au début de l'appel d'offre.

34

35 L'appel d'offre visant l'éolien vise à contracter une puissance annuelle de 200 MW pour
36 chacune des cinq années de la période 2007-2011. Avec un facteur d'utilisation garanti
37 moyen de 25 %, l'énergie disponible à partir de ce programme se chiffrerait à 2,0 TWh
38 en 2010. Ce n'est pas avant cet automne, après l'analyse des soumissions attendues pour
39 juin, que l'on sera fixé sur l'envergure de l'offre sur lequel on pourra vraiment compter.

40

⁷⁶ <http://communiqués.gouv.qc.ca/gouvqc/communiqués/GPQF/Avril2004/13/c0661.html>

1 7.2.4 Les besoins non encore comblés suite aux appels d'offre en cours

Approvisionnement additionnels requis							
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Bilan suite aux contrats signés	0	2,1	5,0	0,6	2,0	3,9	6,4
Contrats biomasse				0,1	0,3	0,3	0,3
A/O Éolien prévu				0,4	0,8	1,2	1,6
Besoins à combler scénario moyen	0	2,1	5,0	0,1	0,9	2,4	4,5
Besoins additionnels scénario fort	2	4,5	6,3	8,7	10,5	11,6	12
Offre à sécuriser	2	6,6	11,3	8,8	11,4	14,0	16,5

2
3 Pour combler les besoins, HQD vise un approvisionnement progressif à partir de la
4 **cogénération**, lequel atteindrait 800 MW en 2013. HQD devait lancer en avril 2004 un
5 appel d'offre en vue d'équilibrer les besoins à partir de 2007. La demande du
6 gouvernement de reporter cet appel d'offres sine die précarise encore davantage notre
7 sécurité énergétique.

8
9 Même si la Coalition est d'avis que la réponse pourrait être positive compte tenu du
10 potentiel de récupération des rejets thermiques industriels, il reste qu'on ne pourra
11 connaître l'approvisionnement sur lequel on pourra compter que dans un an. L'envergure
12 des besoins à combler, même dans l'optique d'un plus grand recours à l'éolien et
13 l'échéance très rapprochée d'une telle éventualité, commande la plus grande prudence.

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Offre à sécuriser	2,0	6,6	11,3	8,8	11,4	14,0	16,5
Appel d'offres cogénération ⁷⁷			0,1	1,6	3,0	3,8	4,6
Solde	2,0	6,6	11,2	7,2	8,4	10,2	11,9

14
15
16 **C'est pourquoi la Coalition souscrit totalement à la stratégie d'approvisionnement**
17 **du Distributeur de lancer le plus tôt possible un appel d'offre pour une énergie**
18 **modulable capable d'être disponible sur demande si le besoin se fait sentir**, ce qui a
19 de fortes probabilités de se produire compte tenu des nombreuses incertitudes entourant
20 et les approvisionnements futurs et la demande. Si, par contre, une conjonction
21 d'événements faisait disparaître ce besoin, le Distributeur ne serait pas tenu de défrayer
22 les coûts.

23
24 La Coalition accorde une grande importance à cette marge de manœuvre dont doit
25 disposer le Distributeur. Compte tenu du contexte d'incertitude entourant l'offre et la
26 demande, la Régie reconnaissait que le Distributeur

27
28 *« a besoin de flexibilité et d'autonomie pour répondre à des*
29 *scénarios de demande plus élevée et considère appropriée*
30 *l'acquisition d'un produit de 400MW entièrement modulable »⁷⁸.*
31

⁷⁷ HQ-3 Document Options Consommateurs, page 7

⁷⁸ Décision de la Régie, D-2002-169 page 50

1 **La Coalition considère cependant que l'envergure de ce besoin devrait être**
2 **réévaluée à la hausse compte tenu des développements au dossier.**

3

4 La seule filière susceptible de répondre dans les meilleurs délais à ce produit modulable
5 est une centrale à cycle combiné. Ce type de projet viendrait également du côté de la
6 demande sécuriser les besoins en électricité du Québec, le temps que des aménagements
7 hydroélectriques viennent combler de façon permanente la demande intérieure. Cette
8 centrale servira par la suite comme police d'assurance pour combler temporairement les
9 besoins non anticipés avec suffisamment de temps. Autrement, la production de cette
10 centrale sera utilisée pour remplir les réservoirs ou sera exportée aux réseaux voisins où
11 elle viendra se substituer à une production plus dispendieuse, moins efficace et plus
12 dommageable pour l'environnement.

1 8. Tout compte fait, le Québec a besoin du Suroît

2 Au terme de son analyse, la Coalition retient qu'il existe une probabilité significative que
3 le Québec ait besoin de l'énergie de la centrale du Suroît pour répondre à ses besoins à
4 l'horizon 2008-2010.

5
6 Si le Québec devait faire face à une pénurie d'énergie électrique, nous subirions de graves
7 pertes au niveau économique, sans compter l'épreuve humaine qu'une interruption de
8 courant prolongée peut représenter. Nous devons tirer des leçons de l'expérience
9 américaine : une pénurie peut survenir même dans les sociétés les plus avancées de la
10 planète.

11
12 **Compte tenu des dommages qu'engendrerait une pénurie et du risque que cela se**
13 **produise, la Coalition estime qu'il est impératif d'assurer au Québec la plus grande**
14 **marge de manœuvre dans ses approvisionnements et de nous mettre à l'abri de**
15 **pénuries, quitte à disposer temporairement de surplus. En raison de sa fiabilité et de**
16 **son coût, la construction de la centrale du Suroît représente la seule stratégie**
17 **appropriée.**

18
19 La centrale du Suroît peut être vue comme une police d'assurance. S'il s'avère que le
20 Québec a besoin du Suroît, dans un scénario de faible hydraulité, nous serons très
21 heureux, dans cinq à six ans, d'avoir adopté aujourd'hui une approche prudente et d'avoir
22 ainsi évité le pire. Dans un scénario d'hydraulité favorable, HQP pourra toujours
23 écouler sa production sur les marchés à court terme. Si nous choisissons aujourd'hui de
24 nous passer de cette police d'assurance et que le risque de pénurie se matérialise dans
25 cinq ans, alors nous serons vus, en rétrospective, comme ayant manqué à nos
26 responsabilités.

27
28 Par ailleurs, la Commission scientifique et technique chargée d'analyser les événements
29 relatifs à la tempête de verglas a recommandé en 1999 qu'Hydro-Québec consacre un
30 effort majeur pour sécuriser l'approvisionnement en électricité. L'ajout d'une source de
31 production à proximité des grands centres de consommation améliorerait la fiabilité de
32 l'alimentation en cas de défaillance du réseau de transport.

33
34 La Coalition reconnaît le rôle central de la Régie de l'énergie dans l'assurance de la
35 sécurité énergétique et encourage celle-ci à appliquer concrètement dans la présente cause
36 les principes à la base de sa mission. En cas d'incertitude, mieux vaut pencher du côté de
37 la prudence.

38
39 Par ailleurs, en effectuant cette analyse, la Coalition a identifié un certain nombre de
40 conditions et de politiques qui conditionnent le bilan offre-demande. Il est certes tentant
41 de modifier ces paramètres afin de réduire la demande ou d'augmenter les économies
42 d'énergie ou d'augmenter la productivité du parc de production existant. Or, la plupart de
43 ces modifications appellent d'autres débats, à la fois techniques et politiques, qui sont
44 manifestement impossibles à tenir et à résoudre à l'intérieur du délai imparti à la Régie
45 pour remettre son avis. Par exemple, le fait que la prévision de la demande doive inclure

1 la charge découlant de nouvelles alumineries a certes un impact (3TWh) sur l'équation.
2 Mais nous n'avons pas le temps ni le mandat de vider cette question dans le cadre des
3 présentes audiences. Dans l'appréciation des modifications de paramètres qui lui sont
4 proposées par les divers intervenants, la Régie doit donc veiller à ne pas présumer de
5 modifications à des politiques qui pourraient ne pas être avalisées par d'autres instances
6 décisionnelles. Moins l'analyse de la Régie sera sujette à d'autres débats et décisions hors
7 de son contrôle, plus son avis sera utile.

8 **8.1 Le coût de l'assurance**

9 Le dernier terme à évaluer dans l'équation dommage-risque-assurance que nous avons
10 posé en introduction est le coût du Suroît en tant que prime d'assurance.

11
12 Le principal argument invoqué pour renoncer à la centrale du Suroît est qu'elle ferait
13 augmenter les émissions de gaz à effet de serre de 2,17 à 2,45 Mt par année, selon la
14 technologie retenue par Hydro-Québec, ce qui représenterait entre 2,5 % et 2,8 % des
15 émissions totales du Québec en 1998.⁷⁹ C'est parce que

16
17 *«les émissions de GES de la centrale pourraient compromettre la*
18 *démarche du Québec et réduire sa marge de manœuvre face au*
19 *protocole de Kyoto»*
20

21 que le BAPE ne recommande pas l'autorisation du projet.

22
23 Par contre, le BAPE reconnaît que la vente de la production du Suroît aux réseaux voisins

24
25 *«pourrait avoir au mieux un effet positif, au pire aucun effet, sur la*
26 *croissance des émissions de GES à l'échelle de l'Amérique du*
27 *Nord.»*
28

29 A fortiori, pour assurer la sécurité des approvisionnements hydroélectriques du Québec,
30 l'utilisation de cette centrale réduirait les importations d'électricité de soutien en
31 provenance des réseaux voisins de nature thermique.

32
33 Le BAPE reconnaît également que

34
35 *« pour une mise en valeur durable de la production électrique, les*
36 *efforts de réduction des gaz à effet de serre devraient s'orchestrer*
37 *à l'échelle de l'Amérique du Nord.»*
38

39 Le tableau ci-dessous montre que projet du Suroît, en permettant de réduire les
40 importations par rapport à ce qu'elles devraient autrement atteindre, permettrait aussi de
41 réduire les émissions de GES et d'autres polluants à l'échelle de l'Amérique du Nord,
42 compte tenu du parc de production existant chez nos voisins.

⁷⁹ Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, Rapport 170, Projet de centrale à cycle combiné du Suroît à Beauharnois par Hydro-Québec, Rapport d'enquête et d'audience publique, janvier 2003

Émissions de GES et autres polluants selon la filière énergétique⁸⁰			
	000Tonnes CO2 / TWh	Tonnes SO2 / TWh	Tonnes Nox / TWh
Gaz TAG cycle combiné	500-600	-	500-600
Gaz thermique classique	900-1000	-	Idem
Charbon	1000-1100	8000-9000	2000-3000
Mazout	800-1000	2500-3000	1000-1500
Hydroélectrique			
▪ Réservoir	15	Nég	Nég
▪ Fil de l'eau	1		
Éolienne	Nég.	Nég	Nég

1
2 Par ailleurs, le rapport du BAPE conclut que ce projet aurait une

3
4 *«contribution importante à l'essor économique de la Région de*
5 *Beauharnois et des impacts réduits sur l'environnement, sur la*
6 *qualité de vie et sur la sécurité de la population en périphérie».*

7
8 En particulier :

- 9
- 10 ▪ *L'emplacement retenu s'avère avantageux en regard des aspects*
 - 11 *réglementaire, technico-économique et humains. (p. 47)*
 - 12 ▪ *La centrale respecterait les normes d'émissions actuelles du*
 - 13 *Règlement sur la qualité de l'atmosphère ainsi que celles*
 - 14 *proposées dans le projet de remplacement de ce règlement. (p. 50)*
 - 15 ▪ *La centrale n'aurait pas d'effet significatif sur la qualité de l'air ni*
 - 16 *de contribution significative aux concentrations d'ozone et de*
 - 17 *particules fines dans la région urbaine de Montréal. (p. 55)*
 - 18 ▪ *La surveillance et le contrôle à la source en vue du respect des*
 - 19 *objectifs environnementaux de rejet seraient une approche*
 - 20 *adéquate pour assurer la protection de la prise d'eau potable de la*
 - 21 *ville de Beauharnois. (p. 61)*
 - 22 ▪ *L'emplacement de la prise d'eau est de nature à minimiser la*
 - 23 *mortalité des poissons. (p. 62)*
 - 24 ▪ *Les contaminants émis dans l'atmosphère ne devraient pas avoir*
 - 25 *d'impact significatif sur la santé de la population environnante. (p.*
 - 26 *65)*
 - 27 ▪ *La construction et l'exploitation de la centrale à Beauharnois*
 - 28 *auraient des retombées économiques appréciables qui*
 - 29 *contribueraient à la relance de l'économie régionale. (p. 78)*
- 30

⁸⁰ Source des données : Energy Information Administration, State Energy Profiles 2002, (Pennsylvanie, New-York, New Jersey, Maryland)

1 La Coalition partage la préoccupation à l'égard des GES et recherche des moyens pour
2 contenir, voire diminuer les émissions totales du Québec. Nous croyons que c'est en
3 adoptant une large perspective du problème que nous y arriverons le mieux.

4
5 À titre d'exemple, le rapport de la Commission de consultation sur l'amélioration de la
6 mobilité entre Montréal et la Rive-Sud a révélé que les engorgements que l'on vit
7 actuellement en période de pointe sur le réseau autoroutier contribuent significativement
8 aux émissions de GES, notamment dans la région métropolitaine. Le simple
9 désengorgement de cette circulation permettrait de réduire les émissions de GES. La
10 réalisation de cet objectif, notamment à travers le parachèvement de l'autoroute 30, est
11 bien sûr une question de moyens, qui font encore défaut. La Coalition soumet que les
12 bénéfices qu'Hydro-Québec tirerait de la centrale du Suroît, et qui seront remis au
13 gouvernement, pourraient être affectés au financement d'infrastructures, comme
14 l'autoroute 30, dont réalisation permettrait de diminuer les émissions québécoises de
15 GES.

16
17 Une autre façon d'évaluer l'acceptabilité du projet du Suroît en tant que « prime
18 d'assurance » contre le risque de pénurie est de comparer la somme des coûts
19 économiques et environnementaux du projet du Suroît à ce que les consommateurs
20 seraient prêts à payer pour éviter des pénuries.

21
22 Selon une étude fondée sur la panne de 25 heures qui a touché la ville de New-York en
23 1977, la « prime d'assurance » que les consommateurs auraient été prêts à payer pour
24 éviter la perte d'un Kwh équivaldrait à cent (100) fois le prix de détail de ce Kwh.⁸¹
25 Transposé au Québec, cette prime équivaldrait à environ 70 millions \$ par TWh de
26 pénurie. Ce chiffre est du même ordre de grandeur que celui de 50 millions de \$ le TWh
27 estimé en 1992 par Hydro-Québec.⁸² De plus, plus grande est la pénurie, plus élevée est
28 le dommage causé à l'économie, plus élevé est la prime que les gens sont prêts à payer
29 pour éviter ce dommage. Ainsi, Hydro-Québec, toujours dans l'étude de 1992, faisait
30 passer le coût social de l'interruption de 50 millions de \$ le TWh à 300 millions \$ le
31 TWh, lorsque celle-ci dépasse les 5 TWh. Or, notre analyse du bilan offre-demande
32 montre qu'il existe un risque de subir une pénurie de plusieurs TWh vers la fin de la
33 décennie, dans un scénario de forte demande et de faible hydraulité.

34
35 Compte tenu de ce point de repère, le coût de la centrale du Suroît peut être vu comme
36 une police d'assurance dont le coût de la prime est tout à fait raisonnable. En effet, même
37 en supposant que sa capacité de production ne soit pas requise pour répondre à la
38 demande intérieure, dans un scénario de faible demande et de forte hydraulité, HQP
39 pourra toujours écouler sa production sur les marchés nord-américains de court terme. Il
40 s'agit donc, en fait, d'une police d'assurance dont la prime peut s'autofinancer.

⁸¹ « The Economic Cost of the Blackout -- An issue paper on the Northeastern Blackout », ICF Consulting, août 2003.

⁸² « Impacts de la révision des critères de fiabilité en puissance et en énergie », Vice-présidence Planification du réseau, Hydro-Québec, 1992.