



**Stein Monast** S.E.N.C.R.L. AVOCATS

70, rue Dalhousie  
Bureau 300  
Québec (Québec) G1K 4B2  
CANADA

Téléphone : 418.529.6531  
Télécopieur : 418.523.5391

[www.steinmonast.ca](http://www.steinmonast.ca)

Québec, le 20 novembre 2007

Me Véronique Dubois  
Secrétaire  
RÉGIE DE L'ÉNERGIE  
Tour de la Bourse, C.P. 001  
800, Place Victoria, 2<sup>e</sup> étage, bureau 255  
Montréal (Québec) H4Z 1A2

OBJET: Demande d'approbation du protocole d'entente visant la suspension temporaire des activités de production d'électricité à la centrale de Bécancour et de l'entente finale entre Hydro-Québec Distribution et TransCanada Energy  
Dossier : R-3649-2007  
Notre dossier : 1036905

---

Chère Consoeur,

Nous vous transmettons sous pli l'original du mémoire de l'Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et du Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) eu égard au dossier mentionné en titre.

Nous espérons le tout conforme et vous prions d'accepter, chère consœur, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

**Stein Monast s.e.n.c.r.l.**

  
PIERRE PELLETIER

PP/lm  
pièce jointe  
c.c. Hydro-Québec – Eric Fraser

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Dossier : R-3649-2007

---

HYDRO-QUÉBEC

ci-après le « DISTRIBUTEUR »

Demanderesse

Et

L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES  
CONSOMMATEURS INDUSTRIELS  
D'ÉLECTRICITÉ

ci-après « AQCIE »

et

LE CONSEIL DE L'INDUSTRIE  
FORESTIÈRE DU QUÉBEC

ci-après « CIFQ »

intervenants

---

---

DEMANDE D'APPROBATION DU PROTOCOLE D'ENTENTE VISANT LA  
SUSPENSION TEMPORAIRE DES ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ  
À LA CENTRALE DE BÉCANCOUR ET DE L'ENTENTE FINALE ENTRE HYDRO-  
QUÉBEC DISTRIBUTION ET TRANSCANADA ENERGY

---

MÉMOIRE DE L'AQCIE ET DU CIFQ

LE 20 NOVEMBRE 2007

## Mise en contexte

HQD a fait une demande le 2 novembre 2007 afin de suspendre le contrat d'approvisionnement la liant à TCE en raison des importantes quantités excédentaires d'énergie dont elle dispose. L'approvisionnement en provenance de la centrale de TCE à Bécancour représente 507 MW de base, avec une possibilité de 40 MW supplémentaires en période hivernale. La centrale de TCE à Bécancour produit 4,3 TWh par année.

La situation excédentaire que connaît HQD n'est pas nouvelle, elle existe depuis plusieurs mois. À l'heure actuelle, les surplus anticipés qui étaient initialement prévus à 3,9 TWh par le Distributeur dans le dossier tarifaire 2008 déposé le 3 août 2007 seraient en fait de 5,6 TWh. À cela, s'ajoutent certains facteurs de risque additionnels hautement préoccupants dont nous ferons état et qui pourraient faire grimper les surplus à écouler à quelque 11,8 TWh en 2008. Notre postulat de base est à l'effet que le marché dans les conditions actuelles et prévisibles à court terme ne peut absorber de tels surplus à des prix qui soient intéressants.

Vous aurez donc compris que nous sommes en faveur de la demande déposée par le Distributeur qui prévoit la suspension du contrat avec TCE. En effet, après analyse de la prévision concernant la demande pour 2008 et considérant les avantages et les inconvénients de la suspension et de la revente des surplus, il nous semble que parmi les hypothèses qui s'offrent à nous, celle de la suspension du contrat avec TCE soit celle qui comporte le moins de risques pour les consommateurs québécois.

Les éléments de contexte qui soutiennent cette prise de position sont de quatre ordres.

1. Les réseaux seront passablement achalandés notamment en raison du fait que :
  - a. Le réseau de transport avec les marchés limitrophes sera très largement sollicité en 2008. En effet, plusieurs réservations ont déjà été effectuées, notamment en direction du Nouveau-Brunswick afin de compenser la fermeture temporaire d'une durée d'un an et demi de la centrale nucléaire de Pointe-Lepreau.
  - b. HQP doit écouler sa propre production, dont l'offre sera plus grande en 2008 à cause de la production de ses centrales Péribonka, Chutes Allard, Rapide-des-Cœurs et de l'apport à 100 % de la centrale Sainte-Marguerite.
  - c. L'interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre offre peu d'opportunités, la seule vente qui y a été faite en 2007 a dû être ré-aiguillée et des réservations importantes y ont déjà été faites pour 2008. Qui plus est, selon le Distributeur, aucune autre vente n'a été effectuée sur cette interconnexion depuis 2004<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Extrait des notes sténographiques R 3649-2007 page 75 : « Ce que je dis, c'est que ça n'a pas représenté une réalité au cours de deux mille sept (2007) pour les trois cent vingt-cinq (325) offres qu'on a reçues, un,

2. L'expérience de mise en marché par le Distributeur de ses surplus au cours de 2007 fournit plusieurs raisons d'inquiétude :
  - a. Les prix se sont affaiblis et sont de 12 \$/MWh inférieurs aux prévisions (futures) déposées par HQD le 09-02-2007;
  - b. Sur 80 blocs de 50 MW offerts en 2007, 10 % n'ont pas trouvé preneur à cause du faible prix offert et 66 % de ces blocs ont été acquis par trois contreparties, dont HQP, qui ont indiqué ne pas être intéressées à participer au processus en 2008;
  - c. En 2008, ce serait 160 blocs de 50 MW, soit le double de 2007, qui seraient à écouler selon le scénario moyen;
  - d. La dégradation générale de la situation des prix sur les marchés se poursuivra en 2008 et un écart de 5\$/MWh à la baisse est d'ailleurs anticipé par rapport à 2007;
  - e. HQP ne sera pas actif sur le marché des achats en raison de l'accroissement de sa propre production.
3. Au surplus à écouler qui est estimé à 5,6 TWh pour 2008 il faut prévoir que s'ajoutent des aléas économiques (demande) et des aléas climatiques (température) :
  - a. S'il s'avérait que le scénario faible de la demande se produise, il y aurait 4,3 TWh de plus à disposer, et ;
  - b. S'il s'avérait que l'on ait un hiver chaud, cela pourrait augmenter les excédents de 1,9 TWh, ce qui, si les deux aléas se réalisaient porterait les surplus à un grand total de 11,8 TWh.
4. Les grandes entreprises consommatrices connaissent déjà une situation précaire et ne peuvent se permettre d'être davantage fragilisées par des décisions ou une gestion de risques pouvant influencer à la hausse les tarifs :
  - a. De nombreuses fermetures ont visé le secteur manufacturier, principalement les entreprises qui utilisent l'électricité comme matière première, qui représente en moyenne 25 % des coûts de production, pouvant atteindre jusqu'à 60 % dans certains cas. Les secteurs de la petite

---

il n'y en a aucune qui a été gagnante sur la Nouvelle-Angleterre, la seule a dû être redirigée de façon toute urgente sur les autres marchés.(...) Sur la Nouvelle-Angleterre. Depuis deux mille quatre (2004) où on a commencé à faire des appels d'offres en approvisionnement, on n'a jamais obtenu d'offre sur la Nouvelle-Angleterre.

et moyenne industrie dont notamment les produits du bois, les pâtes et papiers ainsi que ceux de la pétrochimie et de la fonte et de l'affinage des métaux<sup>2</sup> ont été particulièrement touchés;

- b. Des ralentissements significatifs dans les niveaux de production des grandes entreprises sont également à noter dans plusieurs secteurs. Une augmentation de tarif ne ferait qu'exacerber ce phénomène;
- c. La hausse fulgurante du dollar canadien a affaibli la compétitivité de nos entreprises, car elles exportent leur production et transigent sur les marchés mondiaux. Elles ont ainsi vu le prix de leurs produits exportés être déprécié de plus de 20 % au cours de la dernière année par ce seul fait.
- d. De plus en plus de signes avant-coureurs d'une récession aux États-Unis se manifestent pour 2008, tel que le démontrent les propos de Messieurs Stiglitz et Gaynor<sup>3</sup>. D'ailleurs, depuis les deux derniers mois, le nombre d'économistes américains prédisant l'avènement d'une récession aux États-Unis a doublé et plus des deux tiers des sondés chiffrent cette probabilité à plus de 25 %.<sup>4</sup> Une telle récession aurait un effet direct sur la production de nos entreprises exportatrices et sur la demande internes d'électricité au Québec tout comme sur la demande américaine dans le nord-est des États-Unis, ce qui aurait pour effet de réduire le potentiel des ventes d'électricité sur ce marché.

Le fait que plusieurs autres juridictions offrent déjà des tarifs beaucoup plus compétitifs aux entreprises grandes consommatrices comme entre autres l'Islande, l'Afrique du Sud, le Venezuela, le Brésil, l'Australie ainsi que plusieurs États américains ne fait qu'accentuer la pression en faveur des délocalisations de productions vers ces pays.

Le tableau suivant illustre bien cet état de fait en ce qui a trait aux producteurs d'aluminium. En effet, on y constate qu'en 2006 les deux tiers des alumineries dans le monde payaient un tarif d'électricité inférieur au tarif L.

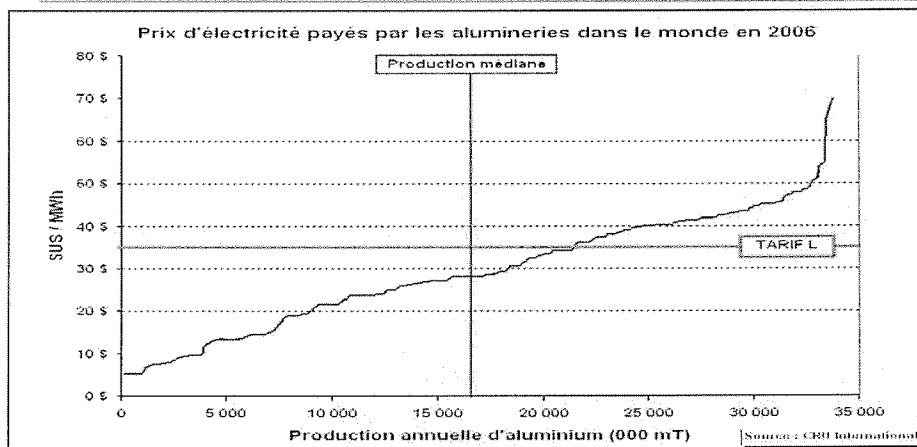
---

<sup>2</sup> Voir annexe 1.

<sup>3</sup> Voir annexe 3.

<sup>4</sup> Voir annexe 4.

## Les alumineries dans le monde



Il est d'autant plus important de tenir compte du fait que les grandes entreprises sont en situation précaire que cela a un impact important sur la demande en électricité, car si leur demande d'électricité fléchit, cela augmentera la quantité des surplus qui seront disponibles sur les marchés. Car, la situation générale de l'économie canadienne en relation avec l'économie mondiale amène plusieurs économistes à considérer qu'il y a un risque de plus en plus grand d'une réduction de la production, notamment dans le secteur manufacturier encore actif<sup>5</sup>. Même si le secteur de l'emploi se porte malgré tout très bien, il s'agit d'un indicateur trompeur, car les nouveaux emplois créés, surtout au Québec, se retrouvent dans le secteur des services<sup>6</sup>. Ce transfert d'emplois du manufacturier vers le tertiaire a des effets importants sur la consommation d'électricité, puisque ces nouveaux emplois sont responsables d'une moins grande consommation d'électricité que les emplois manufacturiers.

Les principaux éléments de cette mise en contexte pour l'année 2008 nous portent à considérer que les risques de décroissance de la consommation d'électricité au Québec

<sup>5</sup> « Bien que la demande intérieure du Canada demeure robuste, si le dollar canadien devait se maintenir aux niveaux atteints dernièrement, il y a un risque que la production et l'inflation diminuent de façon appréciable. » **Paul Jenkins, premier sous-gouverneur de la Banque du Canada**, Extrait de ses notes d'allocation, 14 novembre 2007, site Internet de la Banque du Canada

« Le secteur manufacturier pourrait voir ses profits chuter de 50 % d'ici le début de 2008 et perdre de 100 000 à 150 000 emplois. » **Ted Carmichael, économiste en chef pour JPMorgan Chase Canada**, Et;

« Mais le secteur manufacturier demeure le grand perdant, et ses difficultés risquent de s'intensifier, en particulier pour les exportateurs. Le Québec et l'Ontario, qui accaparent quelque 80 % de l'activité manufacturière canadienne, seront les provinces les plus touchées. »

*Le Journal des Affaires*, du 17 au 23 novembre 2007, page 19

<sup>6</sup> Statistique Canada : [http://www40.statcan.ca/102/cst01/labr67f\\_f.htm](http://www40.statcan.ca/102/cst01/labr67f_f.htm)

D'octobre 2006 à 2007, variation des emplois en fabrication, -6,1 %; Secteur des services, +3,3 %.

sont malheureusement bien réels et qu'une reprise de la production du secteur manufacturier semble bien aléatoire.

### Évaluation des impacts des aléas

Pour l'année 2008, le Distributeur indique être déjà en situation de surplus pour 5,6 TWh selon le scénario moyen. Comme nous le mentionnions, deux types d'aléas peuvent par ailleurs affecter cette prévision, tant à la hausse qu'à la baisse.

L'aléa climatique qui représente l'élasticité de la demande en relation avec la température est de 1,9 TWh<sup>7</sup>.

Le deuxième aléa est celui qui découle de variations de l'économie. Celui-ci est établi à 4,3 TWh s'il s'agit d'un scénario faible et à 2,6 TWh s'il s'agit d'un scénario fort<sup>8</sup>.

Ainsi, si l'on tient compte des aléas, les impacts sur les surplus ou les manques d'approvisionnement diffèrent grandement, tel que démontré au tableau suivant.

---

<sup>7</sup> Voir notes sténographiques du 13 novembre 2007, R-3649-2007, page 162 « D'abord, une première question pour monsieur Richard. Ce matin, vous avez mentionné que dans le scénario, vous aviez un scénario faible de la demande qui était, si je me souviens bien, moins quatre point trois ou quatre point six, moins quatre point trois térawattheures. Je voudrais savoir, est-ce dans ce scénario faible il y a une partie climat?

R. Non.

Q. [221] Il n'y a pas de partie climat?

R. Excusez-moi, la partie climatique n'a pas été traitée dans ce scénario-là. C'est strictement économique, donc on n'a pas plus ou moins X térawattheure qu'on pourrait avoir dans le cadre d'un aléa climatique.

Q. [223] De mémoire, je dirais un point neuf (1,9), mais...

R. Un écart type, oui.

<sup>8</sup> Voir notes sténographiques du 13 novembre 2007, R-3649-2007, page 282 «R. Je vais vous expliquer l'équilibre, au niveau du rétablissement de l'équilibre énergétique. Prenons un scénario, par exemple, où on aurait, et mon confrère m'a donné le scénario fort, tantôt la question avait été posée, on parle d'un scénario qui serait aux environs de deux point six térawattheures (2,6 TWh), scénario fort. Le faible est de quatre point trois (4,3 TWh). Prenons la situation où un scénario fort se produit. Malgré la suspension, nous avons quand même un deux térawattheures (2 TWh) de surplus anticipé. La première chose qu'on va faire pour faire face à un scénario plus important, ça va être de réduire la quantité de ces surplus-là, on ne les vendra pas, tout simplement, on va les garder à l'intérieur de nos approvisionnements. L'inverse, toutefois, est plus compliqué. On est déjà à cinq point six térawattheures (5,6 TWh), s'il fallait qu'on ait un scénario faible, comme on le mentionnait ce matin, on se retrouverait peut-être à un niveau de neuf point neuf térawattheures (9,9 TWh) à remettre dans les marchés, sans la suspension.»

## État des besoins de reventes ou d'achats selon les scénarios fort et faible

Scénario moyen	- 5,6 TWh	
Effet des aléas	Fort	Faible
Économique	+ 2,6 TWh	- 4,3 TWh
Climatique	+ 1,9 TWh	- 1,9 TWh
Total des besoins de reventes ou d'achats	- 1,1 TWh	- 11,8 TWh
Effet de la suspension de TCE	- 4,3 TWh	- 4,3 TWh
Total des besoins de reventes ou d'achats sans TCE	+ 3,2 TWh	- 7,5 TWh

On remarque donc que la suspension du contrat de TCE aura pour effet de réduire les risques découlant de la disposition de surplus très importants. Dans le cas d'un scénario faible, les surplus qui peuvent atteindre 11,8 TWh se voient réduits à 7,5 TWh avec la suspension de TCE, ce qui vient amoindrir significativement les risques inhérents à cette option. Inversement, dans le cas d'un scénario fort, ce qui a peu de chance de se produire, le Distributeur pourrait être appelé, dans le pire des cas, à acheter 3,2 TWh sur les marchés de court terme. Il est raisonnable de présumer que ce niveau d'achat soit facilement accessible sur les marchés.

### **Considérations concernant l'option de la suspension du contrat avec TCE**

Même si le contrat avec TCE était suspendu, il faut être bien conscient que selon le scénario moyen, il restera quand même 1,3 TWh à écouler sur les marchés limitrophes.

Selon l'analyse proposée par le Distributeur, en ce qui concerne les coûts des deux options, il y aurait un écart de 2 M\$ en faveur de l'approche de la suspension de TCE (54 M\$) versus l'option de la revente (56 M\$). Cette analyse ne tient cependant pas compte de l'impact de la suspension du contrat sur les revenus de point à point pour le transport avec l'introduction du compte d'écart. En effet, des frais de transit doivent être payés au Transporteur pour la revente des surplus. Comme seulement 97 % de ces frais de transit viennent ensuite réduire la facture de transport de la charge locale, le 3 % résiduel étant au profit des clients de point à point de long terme, il n'y a pas une adéquation parfaite comme c'est le cas dans le scénario de suspension du contrat avec TCE. Dans ce cas, il n'existe ni frais ni compensation. Cet effet nul a pour conséquence d'avantager le scénario de la suspension du contrat avec TCE.

Cette charge de transport, estimée à 2,6 M\$<sup>9</sup> pour le scénario de la revente, contribue ainsi à faire augmenter à 4,6 M\$ l'avantage de l'option de la suspension du contrat.

<sup>9</sup> Extrait des notes sténographiques du 13 novembre 2007, R-3649-2007, page 195. « Ce matin, je pense que nos calculs étaient de l'ordre de deux point six millions (2,6 M\$), parce qu'il faut comprendre que le retour du paiement au niveau de transport, qu'on estime souvent à quatre-vingt-dix-sept (97 %) ou quatre-vingt-dix-sept point cinq (97,5 %), lorsqu'on tient compte des réservations l'année prochaine du service de

De plus, d'autres coûts pourraient avantager l'option de la suspension, mais ils sont impossibles à évaluer à la lumière des informations à notre disposition. Ils découlent notamment de la réglementation sur les gaz à effet de serre et des contributions au Fonds Verts. Ces coûts, que devraient éventuellement défrayer TCE, seraient par la suite refileés au Distributeur et deviendraient un coût additionnel, selon la formule de prix de ce contrat. Or, cette formule est confidentielle<sup>10</sup>. Nous invitons donc la Régie à effectuer les analyses nécessaires pour évaluer les risques de coûts supplémentaires découlant de cet élément via la formule de prix.

Parmi les hypothèses qui ont présidé à l'élaboration des deux scénarios, il est important de garder en tête qu'il y a corrélation forte entre le prix de l'électricité et celui du gaz naturel<sup>11</sup>. Ainsi, on doit s'attendre à ce que l'évolution du prix des deux énergies n'ait pas d'incidence notable sur les résultats de comparaison des deux scénarios.

Une autre considération dont il faut tenir compte est en lien avec les fluctuations du dollar canadien face à la devise américaine<sup>12</sup>. Dans l'analyse, les calculs sont faits en vertu d'un dollar canadien au pair avec les États-Unis. Or, si le dollar continue sa montée et dépasse le dollar US, les revenus de la revente sur les marchés américains vont baisser, ce qui aura un effet encore plus grand sur le manque à gagner pour l'électricité excédentaire en surplus des 4,3 TWh de TCE.

Nonobstant le potentiel de revente des capacités excédentaires (puissance) sur les marchés, le Distributeur n'est pas en mesure de les effectuer sans compromettre sérieusement les avantages qui lui ont été consentis par le Producteur dans son entente-cadre. D'ailleurs, les revenus potentiels de telles ventes ne sont pas significatifs eu égard

---

point à point, on se trouve avec un pourcentage qui a été passablement réduit, on est donc à peu près à quatre-vingt-douze pour cent (92 %) en termes de retour que le Distributeur recevrait dans ce cas-là. Donc si on voulait maintenant intégrer de façon très fine l'ensemble des éléments, je vous dirais que la suspension des approvisionnements de TransCanada devrait, pour tenir compte de ce phénomène-là, bonifier, non pas... passer de deux positif (2,0) à quatre point six, environ, positif (4,6).»

<sup>10</sup> Voir notes sténographiques du 13 novembre 2007, R-3649-2007, pages 197 et 198. « Donc la réglementation qu'on connaît actuellement, je suis d'accord avec vous qu'il y a de l'incertitude du côté de la réglementation puis de l'encadrement réglementaire fédéral sur les émissions de gaz à effet de serre et les émissions de polluants atmosphériques; par contre, on sait aussi qu'au Québec, il y a une loi, il y a un règlement qui fait en sorte que tous les utilisateurs de carburants fossiles vont devoir contribuer au financement du Fonds vert. Si je comprends bien, cette portion-là, de toute façon, est assumée par TCE et non transmise à la charge locale?

R. Bien, écoutez, pour répondre à ça, il faut entrer dans la mécanique de la formule de prix, et je ne suis pas sûr si je suis autorisé à en parler.

Me YVES FRÉCHETTE : C'est un fait. Alors pour aller de façon précise, il faudrait aller dans les éléments de la formule de prix, qui a été reconnue confidentielle.

<sup>11</sup> Tableau

<sup>12</sup> Extrait des notes sténographiques du 13 novembre 2007, R-3649-2007, page 212 « Juste pour illustrer votre propos toutefois, si on veut déjà commencer à faire une analyse de sensibilité du scénario là, notre scénario pour l'instant est basé sur un taux de change de un. On va faire une règle du pouce ensemble là. Un taux de change à une et cinq (1,05 \$) qui est le taux actuel. Est-ce qu'il va se maintenir ou pas? C'est pas notre scénario pour l'instant. Mais, juste en termes de sensibilité, je vous le donne là. On obtiendrait à peu près deux point cinq millions (2.5 M\$) de sensibilité sur le coût. »

aux modalités en vertu desquelles elles seraient effectuées. En effet, ces ventes seraient effectuées sur une base mensuelle et seraient dissociées de la composante énergie.<sup>13</sup>

Par ailleurs, nous sommes conscients que le scénario du Distributeur ne tient pas compte d'une modification potentielle des tarifs de Gaz Métro, qui pourrait suivre la suspension du contrat avec TCE. Gaz Métro a déjà mentionné vouloir modifier ses tarifs suivant en cela la suspension de TCE<sup>14</sup> dès janvier 2008. S'il advenait que cette demande soit réellement effectuée et que la Régie accepte la modification proposée, il pourrait alors y avoir des coûts additionnels pour le scénario de suspension de TCE.

## Gestion du risque

En premier lieu, il nous apparaît que l'écart entre les coûts des deux scénarios (suspension vs revente), en relation avec les multiples hypothèses et risques de chaque option, ne doit pas être l'unique élément déterminant dans le choix de la solution que la Régie devrait adopter. Dans l'analyse, il nous apparaît qu'il faut tenir compte de la difficulté d'apprécier correctement les risques inhérents à chacune des options. Ainsi, par exemple, l'appréciation des risques qu'a faite la Régie l'an dernier concernant l'option de la revente en établissant un profit potentiel de 36 M\$ à 39 M\$<sup>15</sup> pourrait se transformer en bout de ligne en une perte de 15 M\$, suite à la mise à jour du dossier tarifaire 2008 sur cette question.<sup>16</sup>

---

<sup>13</sup> Extrait des notes sténographiques du 13 novembre 2007, R-3649-2007, page 217. « Toutefois, la valeur qui va nous être octroyée (*UCAP*) risque d'être passablement diluée lorsqu'on compare au marché, parce que ça comporte des risques. Il faut voir qu'une contrepartie, là, le jour où elle a du *UCAP* dans les poches, encore faut-il qu'elle gagne l'encan, qu'elle y participe. Et lorsqu'on regarde tout ça, on dit, le jeu ne vaut pas... lorsqu'on regarde l'impact que ça aurait, par exemple, au niveau de l'entente cadre de retourner dans des scénarios pour lesquels on ne prend aucun coût de capacité.

Q. [283] D'accord. Alors, si on prend par exemple un revenu de revente des capacités de deux dollars par kilowatt/mois, vous avez mentionné qu'on en était environ à dix millions de dollars (10 M\$) pour l'année deux mille huit (2008)?

R. J'ai défini ça comme un scénario évidemment complètement théorique. Et j'aimerais mieux parler dans ce cas-là de quelques millions au mieux. Un à deux. Hein! Si j'avais à apprécier ça sur une base mensuelle, je parlerais plutôt de ça. Je vous dirais, ça fait partie à mon avis des chiffres significatifs qui sont comparables à ce qu'on vient tout juste d'illustrer comme étant les chiffres significatifs au niveau du transport. »

<sup>14</sup> Voir lettre de Gaz Métro du 6 novembre 2007, page 4.

<sup>15</sup> Voir D-2007-13, page 10.

<sup>16</sup> Extrait des notes sténographiques du 13 novembre 2007, R-3649-2007 Page 222 : « La Régie l'année passée au niveau de l'hydraulique, les mêmes constats se faisaient. On avait une anticipation de prime au niveau des « forward » par exemple qu'on a pris comme étant une vérité. Ça ne l'était pas. Je pense qu'on devait regarder l'entente cadre dans sa généralité et de voir un peu que, oui, ça peut bouger. Puis je pense que les chiffres le disent présentement. Par rapport au scénario du neuf (9) janvier, on avait un déficit de douze dollars le mégawattheure (12 \$/MWh) par rapport à ce qu'on anticipait à ce moment-là si on regarde les prix réels sur le DAM. Si on regarde de la même façon celui qu'on anticipait au vingt-six (26) février deux mille sept (2007) où on trouvait, exemple, que les prix de marché étaient en ligne avec l'historique et étaient revenus à leur normalité. On a fini dix-huit dollars (18 \$) en bas de ça pour l'année. Ce que je veux juste dire, c'est que dans le domaine de ces analyses économiques-là, je trouve ça dangereux de vouloir avoir un niveau de finesse que les analyses ne peuvent pas nous donner. J'aimerais bien vous dire que c'est deux millions (2 M\$), puis que c'est deux millions (2 M\$) de façon ferme, là, mais, moi, je n'ai pas... »

En second lieu, nous croyons qu'il est nécessaire d'évaluer les risques et de les chiffrer en fonction des prix d'achat et de revente, car ceux-ci ne manqueront pas de se répercuter en augmentations de tarifs pour les consommateurs. Voilà pourquoi nous avons procédé à la simulation suivante, qui présente les différents scénarios en fonction de trois prix de revente : 40 \$/MWh, 50 \$/MWh et 60 \$/MWh.

Scénario prix d'achat et de reventes sur les marchés de court terme à 40 \$ MWh												
	Surplus			Revenu de revente (M\$)			Coûts moyen d'achat (M\$)			Coût total (M\$)		
	Fort	Moyen	Faible	Fort	Moyen	Faible	Fort	Moyen	Faible	Fort	Moyen	Faible
Besoins excédentaires (supplémentaires) avec TCE	1,1	5,6	11,8	44	224	472	75	394	878	31	-170	-406
Besoins excédentaires (supplémentaires) sans TCE	-3,2	1,3	7,5	192	52	300	182	142	596	10	-90	-296

Scénario prix d'achat et de reventes sur les marchés de court terme à 50 \$ MWh												
	Surplus			Revenu de revente (M\$)			Coûts moyen d'achat (M\$)			Coût total (M\$)		
	Fort	Moyen	Faible	Fort	Moyen	Faible	Fort	Moyen	Faible	Fort	Moyen	Faible
Besoins excédentaires (supplémentaires) avec TCE	1,1	5,6	11,8	55	280	590	75	394	878	-20	-114	-288
Besoins excédentaires (supplémentaires) sans TCE	-3,2	1,3	7,5	192	65	375	214	142	596	-22	-77	-221

Scénario prix d'achat et de reventes sur les marchés de court terme à 60 \$ MWh												
	Surplus			Revenu de revente (M\$)			Coûts moyen d'achat (M\$)			Coût total (M\$)		
	Fort	Moyen	Faible	Fort	Moyen	Faible	Fort	Moyen	Faible	Fort	Moyen	Faible
Besoins excédentaires (supplémentaires) avec TCE	1,1	5,6	11,8	66	336	708	75	394	878	-9	-58	-170
Besoins excédentaires (supplémentaires) sans TCE	-3,2	1,3	7,5	192	78	450	246	142	596	-54	-64	-146

Prix des approvisionnements : si inférieur à 4,3 TWh, 68 \$/MWh (TCE). Tout TWh supplémentaire au prix moyen des approvisionnements de HQD pour 2008 sans TCE, soit 78,1 \$/TWh.  
 Prix des revenus pour besoins supplémentaires de 60 \$/MWh, prix moyen de distribution pour 2008, voir R-3644-2007, HQD-12, document 9, page 3.  
 Coût moyen d'achat inclus dans les besoins excédentaires (supplémentaires) sans TCE le coût de 54 M\$ pour la suspension du contrat.

On remarque ainsi, avec des analyses de sensibilité, que le risque de pertes est beaucoup plus grand si le contrat de TCE n'est pas suspendu. En effet, dans le cas du scénario faible, les coûts pourraient atteindre plus de 400 M\$ dans le pire des cas, soit celui où le prix serait à 40 \$/MWh. Comme la preuve démontre que plus il y aura de surplus de la part du Distributeur à écouler sur les marchés, plus ceux-ci s'écouleront à rabais, une situation de scénario faible tendra vers des prix inférieurs à 50 \$/MWh si l'approvisionnement auprès de TCE n'est pas suspendu.<sup>17</sup>

Par ailleurs, dans le cas d'un scénario fort, qui risque peu de se produire, on remarque que le risque total pour les consommateurs est beaucoup moindre. Dans le pire des cas, il y aurait une perte de 54 M\$ alors qu'il pourrait y avoir un gain de 10 M\$ dans le meilleur des scénarios.

Cela nous démontre à quel point les consommateurs locaux subiraient un risque disproportionné par rapport aux gains potentiels si le contrat avec TCE n'était pas suspendu.

Le marché sera plutôt restreint en 2008 au niveau des possibilités d'exportations pour HQD. Celui-ci doit revendre ses excédents sur une base ferme (il ne peut, comme le Producteur, utiliser ses réservoirs pour vendre son énergie uniquement dans les périodes

<sup>17</sup> Extrait des notes sténographiques du 14 novembre 2007 page 284 : «Comme scénario, on a retenu un scénario conservateur, qui était un différentiel vers le bas de cinq dollars le mégawattheure (5 \$/MWh). Ce qu'on fait référence ici, c'est un volume important, puis je pense, tantôt, ça a été amené comme élément, lorsqu'on a un volume important, **les prix ont tendance à soit baisser** ou encore, ça nous amène peut-être dans des situations où les contreparties prennent une prime de risque par rapport au marché, qui est relativement importante.»

de pointes où les prix sont élevés), comme HQD sera davantage un Price taker qu'un Price maker, cela aura un effet à la baisse sur le prix qu'il pourra obtenir sur les marchés. Ainsi, nous croyons que les scénarios à 40 \$ et 50 \$ ont plus d'incidence de se produire, lesquels sont les scénarios offrant les plus grands risques d'effets négatifs sur les consommateurs de la charge locale.

### **Conclusions**

En conclusion, pour toutes ces raisons, l'AQCIE et le CIFQ considèrent que le risque associé à la revente de grandes quantités d'électricité dans le contexte de 2008 est grand, trop grand. En conséquence, et afin de limiter les risques associés à la revente de quantités supplémentaires d'électricité, nous demandons à la Régie d'accéder à la demande du Distributeur à l'effet de suspendre le contrat avec TCE pour l'année 2008.

*Stéphanie Provost S.E.N.C.R.L.  
Procureurs de l'AQCIE et du CIFQ*

## Annexe 1

Fermeture d'usines de la grande industrie				
Usines	Localisation	Année	Permanente	Temporaire
Fonte et affinage				
Norsk Hydro Canada Inc.	Bécancour	2007	X	
Manufacturiers divers				
Goodyear Canada Inc.	Salaberry-Valleyfield	2007		X
Meubles Baronet	Beauce	2007	X	
GDX Automotive	Magog	2008	X	
Industrie du bois				
Louisiana Pacific Canada Ltée	St-Michel-Des-Saints	2006	X	
Métaux – Autres				
CFA Société en Commandite	Granby	2005	X	
Woverine Tube (Canada) Inc.	Montréal Est	2006	X	
Pâtes et papiers				
Domtar	Lebel sur Quévillon	2005	X	
Katahdin Pâte Québec Inc.	Port-Cartier	2006		X
Cascades Canada Inc.	Jonquière	2007		X
Bowater Forest Products	Dolbeau	2007		X
Bowater Forest Products	Gatineau	2007		X
Kruger Wayagamack Inc.	Trois-Rivières	2007		X
Kruger	Bromptonville	2007		X
Kruger	Trois-Rivières	2007		X
Domtar Inc.	Gatineau	2007	X	
Smurfit Stone	New Richmond	2005	X	
Norbord	Ville de La Sarre	2007		X
Norbord	Val D'or	2007		X
Textiles				
Les Services Drummondville Inc.	Drummondville	2006	X	
Minéraux non métalliques				
Owens Corning Canada	Candiac	2007	X	
Industries chimiques				
Basell Canada Inc.	Varenes	2007	X	
Huntsman	Mansonville	2007	X	
Nova Chimie	Montréal-Est	2007	X	
Ineos Nova	Montréal Est	2007	X	
Sidérurgie				
Domfer Poudres Métalliques Ltée	Montréal	2007	X	
Source : AQCIE-CIFQ				

## Annexe 2

### Coûts d'approvisionnements pour 2008

Produits	Quantités	Coûts d'achats	\$/MWh
Approvisionnement long terme 2008	10,38	767	73,9
TCE 2008	4,3	292,4	68,0
Approvisionnement long terme 2008 sans TCE	6,08	474,6	78,1

Source : R-3644-2007, HQD-12, document 9, page 3 et R-3649-2007, notes sténographiques, page 303.

## Annexe 3

### LA PRESSE

La Presse

La Presse Affaires, lundi, 19 novembre 2007, p. LA PRESSE AFFAIRES2

#### Risque de récession aux États-Unis Greenspan pris à partie

Bloomberg

*Joseph Stiglitz, économiste titulaire d'un prix Nobel, soutient que l'économie américaine risque de tomber en récession à cause du "gâchis" laissé par Alan Greenspan, l'ancien président de la Réserve fédérale américaine.*

*"Je suis très pessimiste", a dit M. Stiglitz, jeudi, au cours d'une entrevue à Londres. "Alan Greenspan a laissé tout un gâchis, a-t-il précisé. Il a fait sortir trop de liquidités au mauvais moment. Il a donné son appui aux réductions d'impôts en 2001, ce qui a été le début de ces problèmes. Il a encouragé les gens à obtenir des hypothèques à taux variables."*

M. Stiglitz estime à 50% les risques de récession aux États-Unis. Il croit que la croissance économique ralentira certainement à moins de la moitié de son potentiel de 3%. Un bond des coûts du crédit à l'échelle mondiale à la suite de l'effondrement du marché des prêts hypothécaires à risque restreint l'accès à du financement chez les consommateurs américains.

#### Des récessions

Au cours des 18 années de M. Greenspan à la tête de la Fed, les États-Unis n'ont subi que deux récessions, les deux de moins d'un an, et ils ont connu le plus long essor

économique de l'histoire des États-Unis. Mais l'effondrement du marché immobilier a mis en lumière les records d'endettement qui ont contribué à alimenter la croissance économique.

À la suite de la récession de 2001, la Fed a abaissé son taux directeur à 1%, le plus bas depuis quatre décennies. Cette décision, de même qu'une approche non interventionniste au chapitre de la réglementation, ont valu des critiques à M. Greenspan au moment où l'éclatement de la bulle immobilière et la crise des prêts hypothécaires à risque menacent de faire sombrer l'économie.

"Il a fait un boulot exceptionnel", soutient pour sa part Kevin Gaynor, responsable de la stratégie de Royal Bank of Scotland Group, à Londres. "Vous devez combattre le feu devant vous et non pas celui qui surviendra sept ans plus tard, ajoute-t-il. Même aujourd'hui, malgré la crise des prêts hypothécaires à risque, l'économie américaine reste formidable."

M. Greenspan a prédit le 7 novembre dernier "une probabilité de moins de 50% d'une récession aux États-Unis", réitérant des remarques faites à la fin d'octobre. Le prix des maisons dans la plus importante économie mondiale

n'ont pas encore atteint le plancher, a-t-il dit.

"Il y a 60% de risque de récession au premier ou au deuxième trimestre de l'an prochain, estime de son côté M. Gaynor. Ce risque augmente au moment où de nouvelles données apparaissent."

#### Les emprunts

M. Stiglitz a démissionné de son poste d'économiste en chef de la Banque mondiale en 2000. Il travaille maintenant à titre d'auteur et de professeur d'économie à l'Université Columbia, à New York. Il estime que les consommateurs américains ont emprunté jusqu'à 950 milliards \$US l'an dernier sur la valeur de leur maison pour financer leurs dépenses.

"La récréation est terminée, a dit M. Stiglitz. Le prix des maisons baisse et les gens ne pourront pas obtenir plus d'argent. Il faut envisager un ralentissement considérable. Les répercussions seront un ralentissement très marqué, peut-être une récession."

Il impute aussi une partie du blâme au président George W. Bush, qui a abaissé les impôts en 2001, augmenté le déficit budgétaire du gouvernement et permis le déclin de l'appui politique aux transactions selon les forces libres du marché.

## Annexe 4

### LA PRESSE

La Presse

La Presse Affaires, mardi, 20 novembre 2007, p. LA PRESSE AFFAIRES11

#### INVESTIR

États-Unis

#### Plus d'économistes prévoient une récession

Bloomberg

*Le nombre d'économistes qui prévoient que l'économie américaine sombrera dans la récession a presque doublé au cours des deux derniers mois, selon un sondage mené par la National Association for Business Economics (NABE).*

*Parmi un groupe de 50 économistes, 9 estiment à plus de 50% les risques d'une récession au cours des 12 prochains mois, d'après un sondage effectué entre le 22 octobre et le 6 novembre, alors que 5 économistes seulement sur 46 partageaient cette opinion en septembre dernier.*

Les répercussions du pire ralentissement sur le marché de l'habitation en 16 ans, la tourmente sur les marchés financiers et l'augmentation des prix de l'énergie feront en sorte que la croissance économique ralentira à une cadence annuelle de 1,5% au cours du présent trimestre, soit moins que ce que les participants au sondage avaient prévu antérieurement. Plus des deux tiers des économistes sondés soutiennent

que les risques de récession s'établissent à au moins 25%.

"Au moment où l'économie américaine présente un risque accru de récession en raison des marchés de crédit, de l'immobilier et des prix énergétiques, il reste que les économistes sondés par la NABE ne voient pas encore la récession comme étant l'éventualité la plus probable". fait observer Ellen Hughes-Cromwick, présidente de l'organisme, qui est aussi économiste en chef de Ford Motor.

Entre maintenant et le quatrième trimestre de l'an prochain, la croissance économique sera de 2,6% aux États-Unis, selon le sondage. Si cela est inférieur au sondage de septembre, c'est tout de même supérieur à l'essor de 2,4% prévu pour cette année.

L'estimation médiane pour le quatrième trimestre recueillie lors de ce sondage et concernant la croissance économique au quatrième trimestre

est semblable aux résultats obtenus lors d'un sondage de Bloomberg News qui a aussi été réalisé plus tôt ce mois-ci. De nombreux économistes sondés par la NABE ont aussi participé au sondage de Bloomberg.

La Réserve fédérale américaine (Fed) gardera le taux cible des prêts d'un jour entre les banques à 4,5% jusqu'à la fin de l'an prochain, selon les participants au sondage de la NABE. Mais cette prévision n'a pas été unanime, des estimations oscillant entre 3,5% et 5% en ce qui concerne ce taux de la Fed, a précisé l'organisme.

La prochaine réunion du Open Market Committee de la Fed est prévue pour le 11 décembre prochain. La banque centrale américaine a abaissé le taux des prêts d'un jour entre les banques une autre fois le 31 octobre dernier, indiquant que les baisses équilibraient les risques d'inflation plus élevée et d'un ralentissement de la croissance.