



ACEF de Québec
570, rue du Roi
Québec G1K 2X2
Tél : (418) 522-1568
Fax : 522-7023
acefque@mediom.qc.ca

Mémoire de l'ACEF de Québec

Avis sur la distribution d'électricité aux grands consommateurs industriels

R-3563-2005

18 avril 2005

Plan du mémoire

| | |
|---|-----------|
| Introduction..... | 3 |
| A) Problématiques soulevées par les grands consommateurs industriels | |
| a) Impacts sur les divers tarifs..... | 4 |
| b) Mise en contexte et impacts sur l'équilibre énergétique..... | 10 |
| c) Comparaison avec le traitement des contrats spéciaux existants..... | 13 |
| d) Développement durable, politique industrielle et optimisation des ressources..... | 16 |
| B) Mécanismes réglementaires et légaux afin de limiter les impacts | |
| a) La situation actuelle et passée chez H.Q. et la situation ailleurs..... | 24 |
| b) Planification intégrée des ressources : planification économique et énergétique..... | 29 |
| c) Changements réglementaires possibles | 32 |
| d) Changements légaux possibles..... | 33 |
| C) Modifications possibles aux procédures tarifaires et aux méthodes de répartition des coûts..... | 33 |
| a) Tarification marginale vs tarification globale et allocation des coûts par catégorie tarifaire | 35 |
| b) Frais forfaitaires requis lors de l'implantation de nouvelles industries..... | 36 |
| D) Le contrôle des coûts d'approvisionnement postpatrimonial..... | 37 |
| Conclusion et recommandation de l'ACEF de Québec..... | 39 |
| Annexe 1 : Coût incrémental de l'approvisionnement électrique futur :..... | 41 |

Introduction

L'ACEF de Québec intervient à la présente afin de s'assurer que la croissance industrielle au Québec n'affecte pas négativement les autres clientèles en terme de hausse tarifaire et de perturbation de l'équilibre offre-demande (sécurité énergétique) résultant de l'écoulement de blocs d'énergie importants associés à des projets industriels d'envergure.

Sachant que M. Caillé et Boulanger, d'H.Q., ont reconnu en Commission parlementaire, considérant la tarification au coût moyen et les coûts significativement plus élevés pour les approvisionnements postpatrimoniaux, qu'une hausse de la demande industrielle de 2 TWh provoquait une hausse tarifaire d'au moins un pourcent (1%) pour toutes les catégories de clientèle, nous sommes en droit de questionner les choix de politique industrielle qui sont faits au Québec et de proposer des mécanismes pour protéger les consommateurs résidentiels de tels impacts négatifs.

L'ACEF de Québec ne s'oppose pas au progrès économique et souhaite que l'on tende vers le plein emploi et un développement durable et équitable au Québec, mais elle entend s'assurer que la croissance économique ne se fasse pas aux dépens des consommateurs, spécialement les consommateurs d'électricité, car la dépense en électricité en est une essentielle pour tous et toutes qui de plus est de nature fortement régressive.

Dans ce mémoire nous traitons d'abord des problématiques soulevées par la croissance de la demande des grands consommateurs industriels, en terme d'impacts sur les tarifs d'électricité et sur l'équilibre énergétique, puis nous discutons de solutions permettant de limiter les impacts négatifs de la croissance industrielle, soit dans un premier temps de solutions réglementaires et légales puis dans un second temps de solutions possibles en ce qui a trait aux procédures tarifaires et aux méthodes de répartition des coûts.

Enfin nous concluons en présentant diverses recommandations visant à mieux protéger les droits et intérêts des consommateurs résidentiels du Québec.

A) Problématiques soulevées par les grands consommateurs industriels

a) Impacts sur les divers tarifs avec une tarification basée sur les coûts moyens

La hausse importante des coûts d’approvisionnement postpatrimonial, relativement aux coûts d’approvisionnement patrimonial (le tarif patrimonial moyen est de 2,78¢/kWh, pour le secteur domestique c’est 3,2¢, ce tarif comprend un coût d’opération et de financement d’environ 2,3¢/kWh, la différence correspond à un rendement d’environ 20%) crée une pression à la hausse sur les tarifs de toutes les catégories de consommateurs.

Le coût (tarif si l’on a un “pass-on” direct sans ajout de marge par le distributeur) d’approvisionnement postpatrimonial se situe autour de 8,2¢/kWh (9,3¢ pour le secteur domestique) à court terme et de 6,5¢/kWh (7,4¢ pour le secteur domestique) à moyen terme. L’annexe 1 fournit des estimations de coût d’approvisionnement futur.

Dans une approche incrémentale (où l’on considère les coûts fixes réellement encourus pour satisfaire une nouvelle demande importante, contrairement à l’approche marginale) : une fois dépassé le seuil de consommation patrimoniale (166,4 TWh après pertes ajustées) toute hausse de x% de la demande électrique au Québec entraînera une hausse tarifaire moyenne :

Hausse tarifaire = [(nouveau coût moyen/coût moyen existant) - 1] * x% / (1+x%) où
 nouveau coût moyen = coût moyen approvisionnement postpatrimonial + coût moyen autre

Impact tarifaire d’une croissance uniforme de la demande (données 2005 H.Q.):

| Hausse demande totale 2,0% | Coût approuv. post-patrimonial en ¢/kWh | Tarif moyen ¢/kWh | Hausse tarifaire en % | tarifaire en ¢/kWh | Demande ini- tiale en TWh | Impact de la hausse de ta- rif en M\$ | Tarif patrimonial ¢/kWh |
|-------------------------------|---|-------------------------|-----------------------------|-----------------------|------------------------------|---|-------------------------------|
| Coût Court-terme | | | | | | | |
| Demande régulière | 8,18 | 5,81 | 1,81% | 0,105 | 148,17 | 156,1 | 2,81 |
| Secteur domestique | 9,27 | 6,49 | 1,84% | 0,119 | 56,58 | 67,6 | 3,18 |
| Secteur industriel L | 7,16 | 4,07 | 2,27% | 0,092 | 51,60 | 47,5 | 2,46 |
| Coût Moyen terme | | | | | | | |
| Demande totale | 6,5 | 5,81 | 1,25% | 0,072 | 148,17 | 107,3 | 2,81 |
| Secteur domestique | 7,36 | 6,49 | 1,26% | 0,082 | 56,58 | 46,4 | 3,18 |
| Secteur industriel L | 5,69 | 4,07 | 1,56% | 0,063 | 51,60 | 32,7 | 2,46 |

Source : Preuve H.Q. ds R-3541-04 : HQD-12 doc. 4 p. 15, HQD-13 doc. 1 p. 11; exclue les contrats spéciaux

La demande régulière dans le présent texte ici exclut les contrats spéciaux.

Pour l'avenir on s'attend à un mixte de coût d'approvisionnement postpatrimonial de court terme (aléas climatiques et aléas de la demande) et de moyen terme (croissance anticipée).

Constats : une hausse de la demande typique de 2%, à partir d'un niveau de demande globale (bloc patrimonial ajusté) de 166,4 TWh, avec un coût d'approvisionnement croissant (8,18¢ ou 6,5¢/kWh), et des coûts unitaires de transport et de distribution fixes par ailleurs :

- entraînerait à court terme une hausse tarifaire moyenne de près de 1,81% alors qu'à moyen terme la hausse moyenne serait plutôt de l'ordre de 1,25% ;
- la hausse serait plus importante en % pour le secteur industriel (excluant les contrats spéciaux dont les tarifs sont déterminés selon des règles spécifiques) car pour ce secteur le coût d'approvisionnement occupe une part plus importante dans son tarif, par contre l'impact en ¢/kWh est plus faible pour le secteur industriel que pour le secteur domestique.
- l'impact de la hausse tarifaire en M\$ donne l'impact en terme de revenu de la hausse du tarif d'approvisionnement. Si les coûts de transport/distribution sont accrus, la hausse de ces autres coûts s'ajoutera à la hausse créée par les coûts d'approvisionnement postpatrimonial;
- le tableau précédent ne s'attarde pas à la répartition de la hausse de la demande entre les diverses catégories tarifaires ni à l'impact de la hausse de la demande sur la facture totale de chaque catégorie tarifaire. Le tableau ne fait que montrer l'impact de la hausse du coût d'approvisionnement moyen, causé par le coût plus élevé d'approvisionnement postpatrimonial, sur le tarif moyen et le tarif de chaque catégorie tarifaire, peu importe les clientèles qui génèrent la hausse de demande;
- même si la demande d'une catégorie tarifaire n'augmentait pas, la croissance de la demande des autres secteurs ferait augmenter le coût moyen d'approvisionnement et une tarification au coût moyen ferait augmenter le tarif de cette catégorie tarifaire dont la demande est fixe;
- même si le pourcentage de hausse de demande était identique pour toutes les catégories tarifaires, l'application d'une hausse tarifaire uniforme appliquée dans le cadre d'une tarification au coût moyen, ne respecterait pas le principe de causalité des coûts, ni l'exigence faite par la Loi sur la Régie de l'énergie (modifiée par la Loi 116) de ne pas atténuer l'interfinancement (A. 52 de la LRÉ) du fait que l'importance relative du coût d'approvisionnement dans le tarif varie entre catégories tarifaires. Autrement dit une tarification au coût moyen n'entraîne pas de facto, ni ne justifie, une hausse uniforme des tarifs lorsque les composantes de coûts évoluent différemment.

N.B. les hausses fournies au tableau ci-haut entraîneraient quant même

une modification de l'interfinancement. Nous discuterons de l'impact d'une tarification au coût moyen et de hausses uniformes des tarifs sur l'interfinancement à la section qui suit.

Le traitement global proposé par H.Q., dans la cause R-3541-2004, et dont on discutera à la section qui suit, donne dans le cas où les taux de croissance de la demande sont différents entre les catégories tarifaires, des résultats identiques au cas traité ci-haut avec un taux de croissance uniforme pour les diverses catégories tarifaires.

À noter que la hausse tarifaire pour les secteurs domestique et industriel est plus élevée que la hausse moyenne, impliquant que les autres catégories tarifaires auraient des hausses tarifaires moindres que la hausse moyenne.

Impact cumulatif de la tarification globale vs marginale, évalué par H.Q. et interfinancement :

H.Q. dans la cause R3541-04, présente l'évolution de la répartition des coûts d'approvisionnement selon deux méthodologies d'allocations des coûts d'approvisionnement : avec le traitement global, l'électricité patrimoniale est répartie au prorata de la consommation totale, alors qu'avec le traitement marginal, la répartition de l'électricité patrimoniale se fait sur la base d'une année témoin (2004) et est par la suite gardée constante.

| | Patrimonial | | Post-patrimonial | | Total | | Coût total | Indice |
|---|-------------|-------|------------------|-------|-----------|--------|------------|-----------|
| | Cons. TWh | tarif | Cons. TWh | tarif | Cons. TWh | tarif | M\$ | interfin. |
| Traitement global, 2011 | | | | | | | | |
| Demande régulière | 146,286 | 2,83 | 15,232 | 7,61 | 161,518 | 3,28 | 5 303,3 | 100 |
| Secteur domestique | 52,996 | 3,21 | 5,518 | 8,63 | 58,514 | 3,72 | 2 176,9 | 81,4 |
| Secteur industriel L | 54,549 | 2,50 | 5,68 | 6,73 | 60,229 | 2,90 | 1 747,3 | 112,2 |
| Traitement marginal, 2011 | | | | | | | | |
| Demande régulière | 144,597 | 2,84 | 16,921 | 7,51 | 161,518 | 3,33 | 5 376,1 | 100 |
| Secteur domestique | 55,969 | 3,21 | 2,545 | 8,65 | 58,514 | 3,44 | 2 014,2 | 84,5 |
| Secteur industriel L | 48,716 | 2,48 | 11,513 | 7,18 | 60,229 | 3,38 | 2 035,9 | 101,2 |
| Écart absolu | | | | | | | | |
| Secteur domestique | -2,97 | 0,00 | 2,97 | -0,02 | 0,00 | 0,28 | 162,70 | -3,10 |
| Secteur industriel L | 5,83 | 0,02 | -5,83 | -0,45 | 0,00 | -0,48 | -288,60 | 11,00 |
| Écart en % | | | | | | | | |
| Secteur domestique | -5,6% | 0,1% | 53,9% | -0,3% | 0,0% | 7,5% | 7,5% | -3,8% |
| Secteur industriel L | 10,7% | 0,8% | -102,7% | -6,7% | 0,0% | -16,5% | -16,5% | 9,8% |
| Indice interfinancement en 2004 : 80,7 pour le secteur domestique et 112,2 pour le secteur industriel Preuve H.Q. dans R3541-04, pièce HQD-14 doc. 9 p. 17, 21 et 23, fournie à la demande d'UC. | | | | | | | | |

N.B. : les prévisions de vente et de revenus sont celles du plan d'approvisionnement 2002-2011 (oct. 2003) et de la cause R-3492-2002 (phase 2). La demande régulière exclue ici les contrats spéciaux.

Constats :

- dans le traitement global, le niveau d'électricité patrimoniale de la demande régulière en 2011 est plus élevé que dans le traitement marginal, du fait que la croissance de la demande des contrats spéciaux est très faible et inférieure à la croissance moyenne;
 - le traitement marginal fait assumer une part plus importante des coûts d'approvisionnement postpatrimonial aux catégories tarifaires présentant des taux de croissance plus élevés; le secteur industriel (excluant les contrats spéciaux) paierait ainsi 288,6 M\$ de plus avec le traitement marginal, qu'avec le traitement global, le secteur domestique 162,7 M\$ de moins;
 - la consommation postpatrimoniale : est dans le traitement marginal plus élevée de 5,83 TWh pour le secteur industriel et moins élevée de 2,97 TWh pour le secteur domestique, et inversement pour la consommation patrimoniale;
 - la hausse (baisse) de l'indice d'interfinancement du secteur domestique (industriel) sous le traitement marginal est due au fait que dans la simulation d'H.Q. les revenus sont indexés de façon uniforme pour les diverses catégories tarifaires d'où un écart croissant entre les coûts de service et les revenus obtenus pour chacune des catégories tarifaires. Ici l'instabilité de l'indice d'interfinancement est causée par la non coordination des hausses tarifaires et des coûts de service pour chacune des catégories tarifaires et non par la méthodologie marginale.
- Dans le traitement global proposé par H.Q. les coûts unitaires des différentes catégories tarifaires évoluent en ligne avec la croissance moyenne des coûts et donc en ligne avec la croissance moyenne des tarifs, d'où une plus grande stabilité de l'indice d'interfinancement.

- Méthodologie globale versus méthodologie marginale :

Impact tarifaire d'une croissance non uniforme de la demande , méthode globale d'H.Q. :

| | Coût approp. post-patri. en ¢/kWh | Tarif moyen ¢/kWh | Hausse en % | Hausse tarifaire en ¢/kWh | Demande initiale en TWh | Impact de la hausse de tarif en M\$ | Tarif patri. ¢/kWh | Hausse demande |
|-------------------------|-----------------------------------|-------------------|-------------|---------------------------|-------------------------|-------------------------------------|--------------------|----------------|
| Coût Court-terme | | | | | | | | |
| Demande régulière | 8,18 | 5,81 | 1,81% | 0,105 | 148,17 | 156,1 | 2,81 | 2% |
| Secteur domestique | 9,27 | 6,49 | 1,84% | 0,119 | 56,58 | 67,6 | 3,18 | 1% |
| Secteur industriel L | 7,16 | 4,07 | 2,27% | 0,092 | 51,60 | 47,5 | 2,46 | 3% |
| Coût Moyen terme | | | | | | | | |
| Demande totale | 6,5 | 5,81 | 1,25% | 0,072 | 148,17 | 107,3 | 2,81 | 2% |
| Secteur domestique | 7,36 | 6,49 | 1,26% | 0,082 | 56,58 | 46,4 | 3,18 | 1% |
| Secteur industriel L | 5,69 | 4,07 | 1,56% | 0,063 | 51,60 | 32,7 | 2,46 | 3% |

Impact tarifaire d'une croissance non uniforme de la demande , méthode marginale d'H.Q. :

| Coût Court-terme | Coût approp. post-patri. en ¢/kWh | Tarif moyen ¢/kWh | Hausse tarifaire en % en ¢/kWh | | Demande initiale en TWh | Impact de la hausse de tarif en M\$ | Tarif patri. ¢/kWh | Hausse demande |
|-------------------------|-----------------------------------|-------------------|--------------------------------|-------|-------------------------|-------------------------------------|--------------------|----------------|
| | | | | | | | | |
| Demande régulière | 8,18 | 5,81 | 1,81% | 0,105 | 148,17 | 156,1 | 2,81 | 2% |
| Secteur domestique | 9,27 | 6,49 | 0,93% | 0,060 | 56,58 | 34,1 | 3,18 | 1% |
| Secteur industriel L | 7,16 | 4,07 | 3,37% | 0,137 | 51,60 | 70,6 | 2,46 | 3% |
| Coût Moyen terme | | | | | | | | |
| Demande totale | 6,5 | 5,81 | 1,25% | 0,072 | 148,17 | 107,3 | 2,81 | 2% |
| Secteur domestique | 7,36 | 6,49 | 0,64% | 0,041 | 56,58 | 23,4 | 3,18 | 1% |
| Secteur industriel L | 5,69 | 4,07 | 2,31% | 0,094 | 51,60 | 48,5 | 2,46 | 3% |

Lorsque la croissance de la demande varie selon les catégories tarifaires les méthodologies globale et marginale donnent des résultats significativement différents même à court terme. La méthode marginale entraîne des hausses tarifaires différenciées en ligne avec la croissance de chaque catégorie tarifaire. En terme de causalité des coûts et d'équité la méthodologie tarifaire apparaît plus adéquate.

Protection de l'interfinancement :

Nous avons vu plus haut que la tarification au coût moyen requiert des hausses tarifaires différenciées lorsque le coût d'approvisionnement est croissant et que la part qu'occupe le coût d'approvisionnement dans le coût de service total varie entre les catégories tarifaires.

De plus s'il faut maintenir les indices d'interfinancement à leur niveau cible de 2002, tel que décidé par la Régie de l'énergie dans la phase 1 de R-3492-2002, alors il faut s'assurer que le tarif = Coût unitaire * Indice interfinancement d'où une hausse tarifaire par catégorie "i"

$$\text{Hausse}_i = [(\text{Coût unitaire nouveau}_i * \text{indice}_i) / (\text{Coût unitaire antérieur}_i * \text{indice}_i) - 1]$$

| Coût Court-terme | Méthodologie Globale | | Méthodologie marginale | |
|-------------------------|--------------------------|----------------|--------------------------|----------------|
| | Hausse conservant indice | Hausse ci-haut | Hausse conservant indice | Hausse ci-haut |
| Demande régulière | 1,81% | 1,81% | 1,81% | 1,81% |
| Secteur domestique | 1,48% | 1,84% | 0,75% | 0,93% |
| Secteur industriel L | 2,66% | 2,27% | 3,95% | 3,37% |
| Coût Moyen terme | | | | |
| Demande totale | 1,25% | 1,25% | 1,25% | 1,25% |
| Secteur domestique | 1,01% | 1,26% | 0,51% | 1,26% |
| Secteur industriel L | 1,83% | 1,56% | 2,71% | 1,56% |

L'exigence faite par la Loi de maintenir l'interfinancement en faveur du secteur résidentiel requiert donc aussi d'ajuster les hausses tarifaires de manière à ne pas modifier les indices d'interfinancement, sinon avec le temps l'interfinancement sera réduit graduellement.

Dans la cause R-3541-2004 H.Q. avait d'ailleurs indiqué en réponse à une question d'Option consommateur (HQD-14 doc. 7, p. 17-18) que le maintien des indices d'interfinancement impliquait une hausse moins élevée pour le secteur résidentiel (1,3% au lieu de 2,7%), et plus élevé pour les autres secteurs (3,6% au lieu de 2,7%).

Déclaration de M. Caillé, Commission parlementaire de l'Économie et du travail, 21/01/04

“Comme la loi dit, on n'a pas le droit de changer l'interfinancement entre les différentes catégories. Alors, les augmentations, elles vont être uniformes pour le résidentiel, le domestique et puis les industries. Il n'y aura pas... il n'y a pas possibilité d'avoir politique différente, si ce n'est la remarque que je faisais à la question du député tantôt: À l'intérieur d'une classe tarifaire, oui, mais pas d'une classe tarifaire à une autre. Alors, voilà pour ce qui est de la politique, ce sera des augmentations uniformes.” la protection de l'interfinancement requiert des hausses tarifaires différenciées...

Alors, je suis d'accord avec la loi, en d'autres mots, c'est ce que je vous dis. Moi, je supporte l'application de la loi comme elle est. On ne cherchera pas, nous, à modifier l'interfinancement en faveur du résidentiel; le résidentiel va garder l'avantage qu'il a maintenant. Donc, toutes les catégories de clients augmenteront du même %. En pratique, c'est ce que ça veut dire.”

Contrairement à ce que laissait entendre M. Caillé, nos résultats indiquent que la protection de l'interfinancement requiert normalement des hausses différenciées.

Somme toute il y a trois justifications pour avoir des hausses différenciées par catégories tarifaires :

1) si les composantes de coûts (approvisionnement, transport, distribution) varient selon les catégories tarifaires alors la croissance plus forte du coût d'approvisionnement entraîne que les catégories tarifaires pour lesquelles le coût d'approvisionnement occupe une part plus importante doivent subir des hausses tarifaires plus importantes, même dans le cadre d'une tarification au coût moyen ou selon l'approche globale d'H.Q.;

2) dans la mesure où l'on délaisse l'approche globale et utilise la méthode marginale pour répartir les coûts postpatrimoniaux et établir les tarifs finaux, il s'en suit qu'en présence de coûts d'approvisionnement (postpatrimonial) croissants les catégories tarifaires qui présentent les taux de croissance les plus élevés subiront aussi des hausses tarifaires plus importantes.

3) la protection de l'interfinancement en faveur du secteur domestique et le maintien de l'indice d'interfinancement du secteur domestique à son niveau cible requiert d'ajuster les tarifs domestiques de manière à maintenir fixe l'indice d'interfinancement, justifiant de ne pas avoir

nécessairement de hausses tarifaires uniformes. La Régie peut toujours une année donnée ne pas ajuster les tarifs domestiques en vue de maintenir fixe l'indice d'interfinancement, mais tôt ou tard elle devra appliquer des hausses tarifaires différenciées afin de respecter la LRÉ.

À partir de nos évaluations on peut dire qu'une hausse de la demande totale de 2% (2,96 TWh) amènerait une hausse tarifaire moyenne entre 1,25% et 1,81% selon le coût effectif des approvisionnements postpatrimoniaux.

Encore une hausse de la demande de 2 TWh (1,35%) amènerait une hausse tarifaire entre 0,85% et 1,23%, ce qui est en ligne avec les affirmations des dirigeants d'H.Q. à l'effet qu'une hausse de la demande de 2 TWh provoque une hausse tarifaire minimale de 1%.

b) Mise en contexte et impacts sur l'équilibre énergétique :

Mise en contexte :

Comparaison des types de clientèles 2005

(source dossier R3541-04 : HQD-12 doc. 4, HQD-16 doc. 1 10/3/05)

| | Puissance * moyenne kW | Cons. moyenne MWh/an | Tarif patrimonial | Rev. moyen ¢/kWh | No abon. | Consom. en TWh | Revenu en M\$ |
|---|---------------------------|-------------------------|----------------------|---------------------|------------------|-------------------|------------------|
| Domestique | 5,2 | 18,2 | 3,18 | 6,44 | 3 153 205 | 57,4 | 3 700 |
| G (éclairage public) | 11,1 | 50,6 | 2,86 | 8,18 | 282 720 | 14,3 | 1 171 |
| M | 277 | 2 143 | 2,67 | 6,36 | 12 140 | 26,0 | 1 655 |
| L et H | 26 709 | 213 393 | 2,46 | 4,07 | 244 | 52,1 | 2 117 |
| Contrats spéciaux ** | 350 286 | 2 636 714 | 2,45 | 2,79 | 7 | 18,5 | 515 |
| BT et LD | 557 | 383 | | 3,76 | 2 574 | 0,985 | 37 |
| Total | 9,4 | 49,1 | 2,77 | 5,43 | 3 450 890 | 169,3 | 9 195 |
| 175 MW /FU = 90% | 175 000 | 1 379 700 | 2,45 | 3,85 | | | |
| * Puissance moyenne lors de la pointe coïncidente annuelle (300 hres) de transport | | | | | | | |
| ** La consommation des clients sous contrats spéciaux était de l'ordre de 20 TWh de 2002 à 2004 | | | | | | | |
| Contrats spéciaux : après manque de 114 M\$ tarif patrimonial effectif = 1,8¢ et rev. moyen = 2,17¢/kWh | | | | | | | |
| Rev. moyen cas 175 MW / FU = 90% : tarif L au 1er avril 2005 avec crédit pour alimentation à 175 kV | | | | | | | |

Une capacité de 175 MW, ou 175 000 kW, constitue une capacité importante même à l'échelle du réseau québécois : cela représente la moitié de la capacité moyenne en pointe des contrats spéciaux (350 MW) ou encore 0,54% de la pointe coïncidente annuelle du réseau de transport, prévue pour 2005 (34 342 MW).

Considérant le facteur d'utilisation élevée des industries grandes consommatrices (de l'ordre

de 90% et plus, versus un facteur d'utilisation moyen du réseau québécois de 56,3%) cela représente une consommation potentielle de 1,38 TWh ou 0,82% de la demande totale d'H.Q., telle que prévue en 2005 pour le Québec (169,3 TWh).

À titre de comparaison 175 000 kW représente la puissance appelée en pointe d'environ 33,650 ménages québécois (175 000 / 5,2) correspondant à la consommation en énergie d'environ 75 807 ménages québécois (1 379 700 / 18,2), la différence entre les deux estimés s'expliquant par la différence dans le facteur d'utilisation entre le domestique et l'industrie.

Prévisions des ventes d'H.Q. (HQD-2 doc. 1 R-3550-2004, 1er novembre 2004 p. 13 et 18)

| Demande électrique en TWh | 2004 | 2005 | 2009 | 2014 | Augmentation 2014-2004 | | |
|---|------------|--------------|--------------|--------------|------------------------|---------------|--------------|
| | | | | | en TWh | totale % | %/an |
| Domestique | 57,1 | 57,7 | 59,7 | 61,4 | 4,3 | 7,53% | 0,73% |
| Général/Institu. | 32,8 | 32,5 | 32,9 | 34,2 | 1,4 | 4,27% | 0,42% |
| Industriel PME | 10,7 | 10,7 | 11,2 | 11,9 | 1,2 | 11,21% | 1,07% |
| Grandes industries | 58,4 | 63,3 | 69,5 | 71,4 | 13 | 22,26% | 2,03% |
| Autres | 5 | 5,1 | 5,5 | 6 | 1 | 20,00% | 1,84% |
| Ventes régulières P.Q. | 164 | 169,3 | 178,8 | 184,9 | 20,9 | 12,74% | 1,21% |
| Variables à la base des prévisions | | | | | Hausse 2014/2004 en % | | |
| | | | | | totale | %/an | |
| Population en 000 | 7 530 | 7 566 | 7 685 | 7 808 | 3,7% | 0,36% | |
| No. ménages en 000 | 3 174 | 3 213 | 3 345 | 3 474 | 9,5% | 0,91% | |
| Mises chantiers en 000 | 52,5 | 43,2 | 30,6 | 23,5 | | | |
| Croissance PIB | 3,0% | 2,4% | 2,5% | 2,2% | 26,8% | 2,40% | |
| Croissance PIB manufac. | 3,2% | 2,8% | 2,7% | 2,4% | 29,9% | 2,65% | |

Selon les plus récentes prévisions de la demande d'H.Q.; la demande régulière au Québec pourrait augmenter de 20,9 TWh ou 12,74% entre 2004 et 2014 (1,21%/an); le secteur industriel sera responsable de 67,9% de la hausse totale de la demande régulière au Québec entre 2004 et 2014 (14,2 / 20,9), le secteur domestique 20,6%, le général/institutionnel 6,9%, et autres 4,8%.

Le sous-secteur grandes industries (qui représente en 2004 35,6% de la demande) explique 62,2% de la hausse totale. La reprise des activités d'ABI (plus d'un TWh), touchée par une grève en 2004 et l'expansion de l'aluminerie Alouette à Sept-Iles (phase 2 : 500 MW et 4,3 TWh en plus) dont la mise en service est prévue graduellement en 2005 explique environ le tiers de la hausse de la demande des grandes industries. Sans la phase 2 d'Alouette à Sept-Iles le taux de croissance de la demande des grandes industries aurait été de 1,4%/an et la demande totale aurait augmenté de 16,6 TWh soit de 10,1% en 10 ans(0,97%/an). Le taux de croissance annuel des grandes industries seraient tout de même près du double du taux de croissance du secteur domestique (1,4%/0,73% = 1,92).

Impact tarifaire de la croissance industrielle accélérée

Impact tarifaire d'une croissance uniforme de la demande , méthode marginale d'H.Q. :

| | Coût approuvé post-patri. en ¢/kWh | Tarif moyen ¢/kWh | Hausse tarifaire en % | Hausse tarifaire en ¢/kWh | Demande initiale en TWh | Impact de la hausse de tarif en M\$ | Tarif patri. ¢/kWh | Hausse demande |
|-------------------------|------------------------------------|-------------------|-----------------------|---------------------------|-------------------------|-------------------------------------|--------------------|----------------|
| Coût Court-terme | | | | | | | | |
| Demande régulière | 8,18 | 5,81 | 6,48% | 0,377 | 148,17 | 558,2 | 2,81 | 7,54% |
| Secteur domestique | 9,27 | 6,49 | 6,59% | 0,427 | 56,58 | 241,7 | 3,18 | 7,54% |
| Secteur industriel L | 7,16 | 4,07 | 8,10% | 0,329 | 51,60 | 170,0 | 2,46 | 7,54% |
| Coût Moyen terme | | | | | | | | |
| Demande totale | 6,5 | 5,81 | 4,46% | 0,259 | 148,17 | 383,5 | 2,81 | 7,54% |
| Secteur domestique | 7,36 | 6,49 | 4,51% | 0,293 | 56,58 | 165,7 | 3,18 | 7,54% |
| Secteur industriel L | 5,69 | 4,07 | 5,57% | 0,226 | 51,60 | 116,8 | 2,46 | 7,54% |

Impact tarifaire d'une croissance non uniforme de la demande , méthode globale d'H.Q. :

| | Coût approuvé post-patri. en ¢/kWh | Tarif moyen ¢/kWh | Hausse tarifaire en % | Hausse tarifaire en ¢/kWh | Demande initiale en TWh | Impact de la hausse de tarif en M\$ | Tarif patri. ¢/kWh | Hausse demande |
|-------------------------|------------------------------------|-------------------|-----------------------|---------------------------|-------------------------|-------------------------------------|--------------------|----------------|
| Coût Court-terme | | | | | | | | |
| Demande régulière | 8,18 | 5,81 | 10,45% | 0,607 | 148,17 | 899,7 | 2,81 | 12,74% |
| Secteur domestique | 9,27 | 6,49 | 10,61% | 0,689 | 56,58 | 389,6 | 3,18 | 7,54% |
| Secteur industriel L | 7,16 | 4,07 | 13,06% | 0,531 | 51,60 | 274,0 | 2,46 | 20,55% |
| Coût Moyen terme | | | | | | | | |
| Demande totale | 6,5 | 5,81 | 7,18% | 0,417 | 148,17 | 618,1 | 2,81 | 12,74% |
| Secteur domestique | 7,36 | 6,49 | 7,28% | 0,472 | 56,58 | 267,1 | 3,18 | 7,54% |
| Secteur industriel L | 5,69 | 4,07 | 8,98% | 0,365 | 51,60 | 188,3 | 2,46 | 20,55% |

Impact tarifaire d'une croissance non uniforme de la demande , méthode marginale d'H.Q. :

| | Coût approuvé post-patri. en ¢/kWh | Tarif moyen ¢/kWh | Hausse tarifaire en % | Hausse tarifaire en ¢/kWh | Demande initiale en TWh | Impact de la hausse de tarif en M\$ | Tarif patri. ¢/kWh | Hausse demande |
|-------------------------|------------------------------------|-------------------|-----------------------|---------------------------|-------------------------|-------------------------------------|--------------------|----------------|
| Coût Court-terme | | | | | | | | |
| Demande régulière | 8,18 | 5,81 | 10,45% | 0,607 | 148,17 | 899,7 | 2,81 | 12,74% |
| Secteur domestique | 9,27 | 6,49 | 6,59% | 0,427 | 56,58 | 241,7 | 3,18 | 7,54% |
| Secteur industriel L | 7,16 | 4,07 | 19,70% | 0,801 | 51,60 | 413,4 | 2,46 | 20,55% |
| Coût Moyen terme | | | | | | | | |
| Demande totale | 6,5 | 5,81 | 7,18% | 0,417 | 148,17 | 618,1 | 2,81 | 12,74% |
| Secteur domestique | 7,36 | 6,49 | 4,51% | 0,293 | 56,58 | 165,7 | 3,18 | 7,54% |
| Secteur industriel L | 5,69 | 4,07 | 13,54% | 0,551 | 51,60 | 284,1 | 2,46 | 20,55% |

On compare ici l'impact tarifaire global et par catégorie tarifaire d'une hausse uniforme de la demande d'électricité de 7,54% sur 10 ans (0,73%/an comme pour la croissance prévue de la demande domestique) versus une croissance non uniforme de la demande, selon les dernières

prévisions d'H.Q., considérant les revenus et coûts en \$ de 2005.

La croissance plus forte du secteur industriel fait croître le tarif moyen de la demande régulière (excluant les contrats spéciaux) de 10,5% au lieu de 6,5% si le coût moyen d'approvisionnement postpatrimonial est de 8,18¢/kWh, et de 7,2% au lieu de 4,5% si le coût d'approvisionnement postpatrimonial est de 6,5¢/kWh.

Pour le secteur domestique et sans protection de l'interfinancement : sous la méthode de tarification globale les tarifs domestiques augmenteraient de 10,61% pour un coût moyen postpatrimonial de 8,18¢ ou de 7,28% pour un coût postpatrimonial moyen de 6,5¢/kWh, alors que la hausse tarifaire sous la méthode marginale serait respectivement de 6,6% et 4,5%.

La hausse plus prononcée de la demande industrielle entraînera donc à terme des hausses tarifaires supérieures en absolu de 2,7% à 4% selon le coût d'approvisionnement postpatrimonial. Soit à terme un impact global annuel de 341,5 M\$ (899,7- 558,2) et un impact pour le secteur domestique de 147,9 M\$ (389,6 - 241,7 M\$) pour le coût plus élevé d'approvisionnement, soit une évaluation comparable à ce qu'H.Q. avait déjà évalué (voir tableau Impact cumulatif de la tarification globale vs marginale évalué par H.Q.).

Pour le coût d'approvisionnement moins élevé (6,5¢/kWh) l'impact serait respectivement de 234,6 M\$ pour la demande régulière et 101,4 M\$ pour le secteur domestique.

Dans les faits le coût postpatrimonial devrait-être être une moyenne des deux coûts indiqués et l'impact tarifaire se situerait vraisemblablement à un niveau intermédiaire.

c) Comparaison avec le traitement des contrats spéciaux existants :

Avec une tarification au coût moyen et des coûts d'approvisionnement croissants toute hausse excédentaire (relativement à la croissance moyenne de la demande) de la demande du secteur industriel entraîne une hausse du coût moyen d'approvisionnement qui affecte l'ensemble des catégories tarifaires. En ce sens on fait supporter aux autres catégories de clients d'électricité une part des coûts liés à la croissance industrielle excédentaire. Il s'agit donc d'une forme d'interfinancement en faveur du secteur industriel dans la mesure où l'on définit correctement la nature des coûts d'approvisionnement croissants.

Cela constitue une différence importante par rapport au traitement légal et réglementaire qui est fait au Québec en ce qui a trait aux contrats industriels spéciaux : en effet la Loi précise clairement (A. 52 de la LRÉ) que le manque à gagner sur les contrats spéciaux (relativement aux revenus qui seraient normalement retirés du tarif L) doit être assumé entièrement par H.Q. et son actionnaire (donc en bout de ligne par les contribuables québécois) au lieu d'être refilé aux autres clientèles d'électricité. Pour la clientèle domestique cette approche évite de hausser la dépense d'électricité, de nature fortement régressive, afin de financer le manque à gagner des contrats spéciaux, manque qui repose alors plutôt sur les épaules des contribuables. Cette forme de subventionnement indirect (interfinancement du secteur industriel par les contribuables plutôt que par les autres clientèles du service d'électricité) est selon nous plus équitable considérant la nature progressive du régime fiscal québécois.

Une autre façon plus transparente encore de procéder serait d'offrir des subventions directes par l'état québécois aux industries visées par les contrats spéciaux, ce qui toutefois pourrait être attaqué en vertu des accords de libre échange.

Jean Thomas Bernard de l'Université Laval a déjà évalué (voir son mémoire soumis dans la présente cause) que les contrats spéciaux reviennent à accorder des subventions indirectes importantes (200 000\$ / emploi, dû à l'écart de 3¢/kWh entre les tarifs des contrats spéciaux et les prix à l'exportation), afin de créer quelques milliers d'emploi.

Ainsi les données fournies par H.Q. dans les causes R-3492-2002 (HQD-5 doc. 2 à 4) et R-3541-2004 (HQD-12 doc. 2 à 4 p. 15) indiquent que le manque à gagner des contrats spéciaux (relativement au tarif L) pour 2001 est de 145 M\$, 186,3 M\$ en 2002, 170 M\$ en 2003, 132,1 M\$ prévu en 2004 et 114,1 M\$ prévu en 2005 (nous avons fait remarqué dans notre mémoire du 22 novembre 2004 dans la cause R-3541-2004, p. 9, que les prévisions de manque à gagner par H.Q. sous-estimaient le manque à gagner réel de 40 à 50 M\$ pour 2003 et 2004 gonflant d'autant le revenu requis d'Hydro-Québec distribution).

Pour les quelques 10 000 emplois directs des industries sous contrats spéciaux, cela équivaut à une subvention annuelle par emploi direct variant entre 11 400\$ (selon le manque prévu en 2005) à 18 600\$ (selon le manque réel en 2002). Nous avons comme société à nous questionner si cette subvention indirecte est vraiment profitable pour la société en termes de bénéfices coûts. Cette subvention à l'exploitation ne tient pas compte d'autres subventions que

le gouvernement du Québec a pu offrir pour attirer les investissements ici.

Le PDG d'H.Q. M. André Caillé (<http://lcn.canoe.com/infos/national/archives/2002/02/20020204-074020.html>) reconnaissait qu'H.Q. fait face à un manque à gagner de 2,1 G\$ en 10 ans en raison des contrats secrets avec les quatre alumineries québécoises, qui emploient 4 200 personnes au Québec et qu'au prix actuel de l'aluminium (62,1 cents la livre en janvier 2002) H.Q. ne pourra pas récupérer le manque à gagner (il faudrait un prix de 75¢ la livre pour recouvrer le tarif L) avec les alumineries, le prix des contrats étant réajusté aux 6 ans.

Quant à l'impact de la croissance de la demande industrielle et de la hausse des coûts d'approvisionnement sur les tarifs globaux, H.Q. reconnaît pleinement la problématique comme en fait foi les déclarations de M. Boulanger, président d'H.Q. distribution, et M. Caillé, pdg d'H.Q. en Commission parlementaire, lors de l'étude du plan de développement 2004/08.

Extraits de la Commission parlementaire de l'Économie et du travail, 21/02/04 :

Allocution de M. Boulanger : “De 1988 à 2003, l'augmentation annuelle de la demande en énergie pour le marché québécois a été, en moyenne, ou s'est chiffrée, en moyenne, à 2,2 %. Cette hausse est en partie attribuable à une forte hausse de la consommation dans le secteur industriel... Au cours des dernières années, le coût d'approvisionnement additionnel était de 0,0279 \$ le kilowattheure en raison de la non-utilisation complète du contrat patrimonial. À la fin de 2004, pour tout accroissement de la demande au Québec, nous ferons face à des coûts additionnels d'approvisionnement qui, sur une base marginale, sont supérieurs de 0,035 \$ à 0,04 \$ le kilowattheure à ceux intégrés aux tarifs en vigueur.

Ainsi, tout accroissement de la demande a un impact direct sur les tarifs. À titre indicatif, une hausse de 2 TWh à la grande industrie commandera une hausse tarifaire de l'ordre de 1 %, soit 80 millions de dollars par année ou l'équivalent de près de 1 milliard de dollars en valeur actualisée. Nous devons donc être vigilants et mesurer nos actions en termes de développement industriel afin d'éviter un transfert de richesse à des industries dont les retombées économiques sont faibles en relation avec le coût des approvisionnements supporté par l'ensemble des clients.”

M. Boulanger (André): “Comme je le mentionnais dans mon allocution ce matin, chaque 2 TWh d'énergie additionnel, c'est environ 80 M\$ d'augmentation de tarif par année, récurrents année après année. Alors, en valeur actuelle, ça représente à peu près 1 milliard de dollars. Alors, lorsqu'on s'en va avec 2 TWh, 2 TWh, c'est à peu près équivalent à 250 MW. Alors, c'est beaucoup d'argent, qui va se refléter à un moment donné en quelque part dans les tarifs.”

M. Caillé : “Les chiffres que M. Boulanger vient de rapporter, 1 à 2 TWh, 1 % d'augmentation

dans les tarifs... Une aluminerie comme Alouette, décidée, construite, signé le contrat, c'est parti, ça, c'est 2 % dans les tarifs. C'est 2 % dans les tarifs de tout le monde, ça. On va moderniser, puis je vous ai répondu que nous allions appuyer les employés de Baie-Comeau pour moderniser leur usine d'aluminium. Ça, c'est 175 MW, ce n'est pas 250, là, la moitié, mais là c'est une fraction importante de 1 % de tarif. C'est sûr que ça va faire ça, et c'est pour ça qu'on essaye de se développer, de se détacher de cette politique de développement qui ne tenait pas compte pas assez compte à notre goût, en tout cas du nombre d'emplois créés par mégawatt utilisé, parce que ça représente des augmentations de tarif...

Puis "le gouvernement libéral (<http://www2.canoe.com/infos/dossiers/archives/2003/05/20030528-125144.html>) a mis un holà sur plusieurs projets de taille dans lesquels la SGF s'apprêtait à investir dont 65 millions dans l'agrandissement de l'aluminerie Alcoa à Deschambault.

d) Développement durable, politique industrielle et optimisation des ressources

Il nous faut prendre en compte les impacts économiques (hausse des coûts et des tarifs), énergétiques (déséquilibre offre-demande, recours aux importations produites à partir de combustibles, développement rapide de centrales thermiques), sociaux (dynamisation des régions...) et environnementaux de nos choix économiques et industriels, notamment de la spécialisation importante de notre industrie manufacturière, et de l'orientation politique voulant encourager les industries énergivores ou grandes consommatrices.

Plusieurs économistes préconisent d'appliquer une tarification basée sur les coûts marginaux de long terme, selon eux cela assurera une meilleure allocation des ressources voire une utilisation optimale des ressources. Cela ne peut-être le cas que si les marchés sont parfaitement concurrentiels, donc sans imperfections de marché et sans déséquilibre dans les connaissances et les pouvoirs de négociations, et dans la mesure où les clients peuvent réagir adéquatement à des hausses de prix, ce qui n'est pas le cas lorsque la demande est inélastique comme pour un bien essentiel, etc..

De plus en présence d'un monopole, la réglementation sur la base des coûts moyens et actuels demeure selon nous un moyen adéquat de protéger les consommateurs des abus de position dominante. Les profits excédentaires générés sur l'électricité proviendraient de la poche des consommateurs dont les moins nantis seraient les plus touchés considérant la nature régressive de la dépense en électricité, mais aussi les familles seraient le plus fortement affectées peu importe le niveau de leurs revenus, d'où il y aurait moins de revenus disponibles pour eux.

D'autres économistes tel Pierre Fortin estiment que le juste prix que l'on devrait appliquer au Québec est le prix d'option que l'on peut obtenir en exportant par exemple. Cela présuppose que l'on pourrait exporter l'ensemble de notre production sans faire tomber les prix de marché, ce que nous croyons impossible considérant l'importance de la production au Québec, tout comme cela ne tient pas compte du fait que le coût de la vie et les prix des intrants varient entre les marchés. Accroître les profits d'H.Q. permettrait selon Pierre Fortin de repayer la dette du gouvernement du Québec, et il s'agirait d'appliquer des programmes pour compenser les plus pauvres de notre société. N'est-ce pas une belle recette pour appauvrir la société et réendetter le gouvernement du Québec ?

Nous croyons que l'imposition progressive sur le revenu est un moyen plus équitable à utiliser pour régler le problème de la dette québécoise et pour assumer les dépenses publiques, et que la majorité de la population québécoise serait pénalisée par une hausse importante des tarifs d'électricité, pas juste les plus démunis, alors que la part du revenu des ménages alloué à la dépense énergétique résidentielle est comparable à ce que l'on retrouve ailleurs au Canada. De plus déterminer nos tarifs d'électricité sur la base des prix à l'exportation accroîtra vraisemblablement l'instabilité des tarifs.

Des économistes comme Jean-Thomas Bernard estiment qu'il serait plus rentable pour la société québécoise d'exporter notre électricité plutôt que de la vendre au tarif L actuel (qui est un prix moyen et non marginal).

Il faut selon nous nuancer une telle recommandation. Nous pensons que nous devons évaluer de manière globale la rentabilité des diverses options d'investissements et d'affaires et prendre d'abord en compte l'impact des choix économiques (investissements ou dépenses) sur le développement économique du Québec, sur la situation de l'emploi et sur la création de richesse collective. Mais il faut surtout se demander à qui doit d'abord profiter la rente sur nos richesses collectives. Aux québécois d'abord ou aux étrangers parce que cela rapporte au gouvernement. Nous disons clairement que le gouvernement doit mettre l'électricité au service des québécois.

Lors de son allocution, M. Boulanger président d'H.Q. Distribution indiquait en Commission parlementaire sur l'étude de son plan de développement 2004-2008 :

“Au tableau n° 2 je fais référence au tableau qu'on a distribué tout à l'heure on illustre ici l'impact réel de 86 projets, soit réalisés ou en phase de réalisation, depuis 1997. Alors, on voit sur ce tableau l'impact en termes de nombre d'emplois créés par mégawatt consommé par ces entreprises et également le nombre en millions de dollars d'investissement, également par mégawatt consommé, auprès de ces différents secteurs industriels... nous rechercherons, de concert avec les organismes de développement économique, à maximiser la création d'emplois et des investissements par mégawatt additionnel.”

La puissance électrique appelée est effectivement une donnée importante à prendre en compte

pour baser nos choix de développement économique, mais il faut aussi prendre en compte l'impact sur l'ensemble des intrants possibles (il peut y avoir substituabilité entre les diverses formes d'énergie par exemple) et pour favoriser le développement durable il peut être intéressant de favoriser l'utilisation de l'hydroélectricité pour des projets qui profitent le mieux à la société québécoise.

Nous pensons qu'un ensemble de principes doivent guider nos choix économiques et notre politique industrielle :

- il faut d'abord favoriser la transformation de nos propres matières premières et s'assurer que les régions profitent pleinement de leurs richesses naturelles en terme de création d'emploi et de richesse économique;
- il faut chercher à atteindre un certain niveau de diversification économique afin de ne pas rendre dépendant les municipalités et régions d'une ou de quelques entreprises majeures;
- il faut chercher à maximiser la création de valeur ajoutée et d'emploi par dollar investi, ce qui veut souvent dire développer la transformation secondaire et tertiaire, ainsi que le secteur des services, en gardant un certain équilibre entre les différents types de production;
- il faut s'assurer d'un développement économique équilibré qui tienne compte des ressources humaines, physiques et financières disponibles : par ex. encourager l'économie du savoir est souhaitable mais n'assure pas l'emploi d'une bonne partie de la population moins bien formée.
- Il faut qu'il y ait articulation et synchronisation dans le développement des divers intrants produits et services sans provoquer de déséquilibre dans les secteurs névralgiques comme le secteur électrique.
- Le développement économique ne devrait pas se faire au détriment de la population ou de certains segments de la population (pollution, subventions déraisonnables, interfinancement au détriment des consommateurs résidentiels...).
- Le problème économique effectif et complexe en est un de maximisation à long terme de la valeur ajoutée sous contraintes (de plein emploi par exemple) en ajustant les variables de contrôle (subventions, fiscalité, investissements publics, investissements d'H.Q., choix des filières énergétiques, exportation d'énergie etc.).

Il serait possible de comparer la valeur ajoutée escomptée et la création d'emploi de divers projets d'investissements industriels : en connaissant les investissements requis (avec la valeur ajoutée et les emplois créés) pour hausser la production d'un montant donné et en évaluant les emplois et en escomptant la somme des flux de valeur ajoutée durant la période d'exploitation des divers investissements.

On observe une grande diversité dans les impacts économiques créés par une augmentation de dépense selon les divers secteurs touchés en terme de création d'emploi (le secteur des services publics comme la santé montre le meilleur impact à ce niveau), d'entrées fiscales (cas des dépenses dans les secteurs publics grâce principalement aux impôts et aux contributions sociales, et des dépenses personnelles des ménages grâce principalement aux taxes à la

consommation), à la valeur ajoutée (plus importante pour des dépenses en service social où la valeur ajoutée serait de 110%, suivi de la production et distribution d'électricité, 97%, puis des services publics (OSBL 91%, hôpitaux 91%, universités 88%).

En fait moins il ya importation d'intrants meilleur est l'impact sur la valeur ajoutée. D'où l'importance d'encourager d'abord les secteurs faisant le plus appel aux ressources humaines et physiques propres au Québec.

Valeur ajoutée et emplois créés par divers types de dépenses (de 100 M\$ chaque) ¹ :

| Impacts totaux directs et indirects | Valeur ajoutée en % | Importation des dépenses engagées | Taxes/impôts parafiscalité | Salaires/Traitements | Valeur ajoutée Électricité | Emplois-années créés | Salaire/an moyen |
|---|---------------------|-----------------------------------|----------------------------|----------------------|----------------------------|----------------------|------------------|
| Dép. person. ménages | 57,1% | 32,0% | 19,3% | 22,6% | 3,2% | 944,8 | 23 927 \$ |
| Mixte manufacturier | 56,8% | 42,8% | 10,1% | 26,1% | 2,6% | 751,6 | 34 749 \$ |
| Prod. distri. électricité | 96,6% | 4,5% | 7,0% | 17,1% | 90,4% | 319,6 | 53 620 \$ |
| Raffinerie pétrole | 13,9% | 85,9% | 2,6% | 6,1% | 1,1% | 134,5 | 44 989 \$ |
| Construction résidentielle | 66,0% | 33,5% | 18,3% | 38,3% | 0,6% | 1 222,8 | 31 352 \$ |
| Construction non résid. | 70,3% | 29,0% | 19,7% | 42,0% | 0,5% | 1 126,8 | 37 285 \$ |
| Produits laitiers | 68,5% | 33,5% | 11,7% | 27,7% | 2,2% | 1 178,1 | 23 541 \$ |
| Chaussures | 58,0% | 41,8% | 11,8% | 33,1% | 1,0% | 1 256,5 | 26 372 \$ |
| Prod. pharmaceutiques | 57,7% | 42,8% | 10,6% | 26,4% | 0,7% | 645,7 | 40 889 \$ |
| Coutellerie outils manuels | 72,5% | 26,9% | 13,2% | 35,7% | 1,2% | 1 125,3 | 31 763 \$ |
| Articles quincaillerie | 69,5% | 40,6% | 10,3% | 24,9% | 0,9% | 762,7 | 32 584 \$ |
| Autres prod. métalliques | 60,2% | 38,8% | 14,6% | 36,3% | 1,2% | 901,4 | 40 323 \$ |
| Pâtes papier * | 64,0% | 35,3% | 11,8% | 28,9% | 6,74% | 680,9 | 42 517 \$ |
| Papier journal * | 71,1% | 27,3% | 12,7% | 29,4% | 12,68% | 637,3 | 46 116 \$ |
| Sidérurgie * | 54,2% | 44,1% | 10,7% | 24,6% | 6,67% | 489,9 | 50 288 \$ |
| Aluminerie * | 52,0% | 46,2% | 9,8% | 23,5% | 6,69% | 546,1 | 42 970 \$ |
| Hôpitaux | 90,7% | 8,7% | 22,9% | 66,3% | 0,7% | 2 464,9 | 26 887 \$ |
| OSBL | 91,2% | 7,0% | 23,2% | 70,9% | 1,9% | 3 457,7 | 20 510 \$ |
| * Valeur ajoutée des services publics, au lieu de l'électricité, principalement le secteur électrique puis gazier | | | | | | | |

Quant à l'utilisation de l'électricité pour répondre à l'augmentation des diverses demandes il y a encore ici une bonne diversité : généralement de 1 à 2% de la dépense totale passe en dépense (valeur ajoutée) en électricité sauf pour les secteurs plus énergivores où la dépense en électricité n'est pas fournie séparément mais où l'on peut inférer de l'impact sur la valeur ajoutée des services publics, un impact sur la valeur ajoutée du secteur électrique de 3 à 6 fois supérieur aux autres secteurs de la demande ou de l'offre.

¹ Source Institut de la Statistique du Québec, "Les tableaux d'impacts économique du modèle intersectoriel"; du Québec, CD Rom éd. 2004

Considérant les tarifs plus faibles consentis aux grands consommateurs industriels (nommément par le biais des contrats spéciaux) on peut penser que la consommation en électricité (en kWh) est de 4 à 10 fois supérieure aux autres secteurs de demande ou d'offre pour une même dépense totale de 100 M\$.

Il faudrait aussi considérer les impacts des investissements requis en bâtiments et équipements divers, sur la valeur ajoutée et l'emploi, pour pouvoir avoir un portrait global des impacts sur l'économie québécoise et ainsi faire les meilleurs choix possible en terme de politiques économiques et industrielles (donc maximiser les retombées économiques (en terme de valeur ajoutée et de création d'emploi) des investissements (les capitaux financiers étant une ressource limitée) et des productions de biens et services qui s'en suivent).

Données économiques et énergétiques des secteurs manufacturiers 1999
(Site Internet de l'Institut de la Statistique du Québec)

| Secteur/Classe Manufacturier | No. usines | Valeur (M\$) expéditions | Valeur ajoutée % | Employés à prod. | Salaires en % | Salaire moyen | Dép. totale énergie % | Dép. élec- tricité % |
|---------------------------------|---------------|-----------------------------|---------------------|---------------------|------------------|--------------------|--------------------------|-------------------------|
| 322 Papier | 211 | 10 650 | 46,3% | 26 383 | 11,7% | 47 064 \$ | 9,2% | 6,6% |
| 331 Transf. métaux | 147 | 13 413 | 35,6% | 22 787 | 8,1% | 47 967 \$ | 7,4% | 5,4% |
| Autres sous-secteurs | 8 380 | 92 276 | 46,7% | 336 263 | 10,8% | 29 598 \$ | 1,5% | 1,0% |
| Tous sous-secteurs | 8 738 | 116 340 | 45,4% | 385 433 | 10,6% | 31 880 \$ | 2,9% | 2,0% |
| Classe | | | | | | | | |
| 32211 Pâte papier | 13 | 1 105 | 41,9% | 1 910 | 9,9% | 57 543 \$ | 9,8% | 7,1% |
| 32212 Papier | 43 | 5 440 | 49,3% | 12 064 | 11,9% | 53 867 \$ | 13,0% | 10,0% |
| 33111 Sidérurgie | 10 | 1 890 | 49,1% | 2 863 | 7,8% | 51 406 \$ | 10,2% | 5,4% |
| 33131 Aluminium | 40 | 5 532 | 40,6% | 11 224 | 10,4% | 51 432 \$ | 9,9% | 9,0% |
| 33141 Autres métaux | 7 | 4 435 | 22,9% | 3 324 | 4,0% | 53 126 \$ | 4,5% | 2,3% |
| | | Électricité | | Part de | Électricité | M\$ Valeur ajoutée | Employés | |
| | en TWh | M\$ | ¢/kWh | électricité | MWh | par | par | |
| | | | | ds énergie | par usine | employé | TWh | par TWh |
| 322 Papier | 22,58 | 700,7 | 3,10 | 71,8% | 107 | 0,187 | 218,6 | 1 168,5 |
| 331 Transf. métaux | 25,08 | 725,9 | 2,89 | 73,6% | 171 | 0,210 | 190,6 | 908,5 |
| Autres sous-secteurs | 34,89 | 903,6 | 2,59 | 64,2% | 4 | 0,128 | 1 236,2 | 9 637,5 |
| Tous sous-secteurs | 82,55 | 2 330,2 | 2,82 | 69,1% | 9 | 0,137 | 640,2 | 4 668,9 |
| Classe | | | | | | | | |
| 32211 Pâte papier | 2,28 | 78,3 | 3,44 | 72,2% | 175 | 0,242 | 203,1 | 838,5 |
| 32212 Papier | 18,00 | 544,5 | 3,03 | 76,9% | 419 | 0,222 | 149,0 | 670,3 |
| 33111 Sidérurgie | 2,88 | 101,5 | 3,53 | 52,9% | 288 | 0,324 | 321,9 | 994,2 |
| 33131 Aluminium | 18,95 | 496,9 | 2,62 | 90,7% | 474 | 0,200 | 118,7 | 592,3 |
| 33141 Autres métaux | 2,91 | 100,9 | 3,47 | 50,6% | 416 | 0,305 | 348,4 | 1 142,2 |

Les données de l'ISQ pour 1999 (Institut de la Statistique du Québec) confirment les dires d'H.Q. concernant l'utilisation de la ressource électrique par le secteur manufacturier et l'importance qu'ont pris au Québec les secteurs du papier (prix moyen 3,1 ¢/kWh) et de la

transformation première des métaux (2,89¢/kWh). On ne s'explique pas toutefois pourquoi le prix moyen du kWh est supérieur pour ces deux sous-secteurs au prix moyen des autres sous-secteurs (2,59 ¢/kWh) (est-ce dû à un coût plus faible pour l'autoconsommation ?).

À noter que la consommation d'électricité (en TWh) inclut l'autoconsommation (principalement Alcan au Saguenay- Lac St-Jean) qui pour 2002 est d'environ 25 TWh (94,18 TWh, pour l'ensemble du Québec selon le Min. des Ressources naturels du Québec, moins 68,54 TWh pour H.Q. moins la consommation industrielle des réseaux municipaux d'environ 0,6 TWh). Nous rappelons qu'H.Q. a vendu dans les années 80 de l'énergie excédentaire : ex. en 1987 au secteur général (1,298 TWh au prix de 1,15¢/kWh versus un tarif moyen de 4,71¢) et au secteur industriel (11,189 TWh au prix de 1,1¢/TWh versus un tarif moyen de 2,65¢/kWh).

Il apparaît que le pourcentage de valeur ajoutée est significativement plus faible dans le domaine de la transformation des métaux (35,6%) que dans les autres domaines industriels (46,3% domaine des papiers et 46,7% autres secteurs économiques).

Retour sur quelques mémoires soumis dans le cadre de la consultation publique sur la sécurité et l'avenir énergétique du Québec, janvier 2005 :

Pour l'**Association des manufacturiers et exportateurs du Québec** H.Q. est un instrument de politique économique et non de politique fiscale (devant fournir ses surplus au gouvernement) et il serait erroné de contraindre la demande industrielle par une hausse des tarifs afin d'exporter directement la ressource à l'état brut, ce qui profiterait aux manufacturiers ontariens et américains (considérant que chaque kWh d'électricité génère au Québec 69¢ de revenu à l'exportation. La production d'électricité est peu intensive en main d'oeuvre, contrairement à l'extraction du pétrole et du gaz en Alberta.

Selon l'**Association de l'aluminium du Canada** la production d'aluminium au Canada s'élève à 2,7 millions de tonnes, dont 2,5 millions de tonnes (92,6%) sont produites au Québec. Le Québec est le 2^e exportateur mondial d'aluminium de première fusion avec 15% des livraisons mondiales, le premier exportateur étant la Russie (22%).

Les dix alumineries du Québec ont fait des dépenses de 3,2 G\$ en 2003, avec 8 500 emplois directs et 6500 emplois indirects, et verseront 720 M\$ à H.Q. en 2005-2006 (35% des coûts d'opération d'une aluminerie). Elles ont investi 7 G\$ entre 1991 et 2003.

La première transformation de l'aluminium (tôles, câbles, pièces moulées...) procurent 4 800 emplois au Québec. De plus 1 300 établissements au Québec utilisent l'aluminium pour fabriquer leur produits (avionneries, machinerie, matériel électrique...) et plus de 50 entreprises québécoises transforment l'aluminium (entreprise de pare-chocs au Saguenay...).

L'industrie s'est engagée à créer plus de 1000 emplois dans le secteur de la transformation d'ici 10 ans. Les dépenses de 1,2 G\$ d'agrandissement de l'aluminerie Alouette à Sept-Iles ont été faites à 80% au Québec.

Pour que le secteur de l'aluminerie se maintienne au Québec il faut maintenir un approvisionnement fiable à prix concurrentiel et stable (prévisible grâce à une entente pour la fourniture de l'électricité; les contrats pour la fourniture d'électricité viendront à échéance entre 2010 et 2020).

L'association de l'aluminium indique que le gouvernement a la responsabilité d'optimiser l'utilisation de l'électricité en établissant un équilibre entre la satisfaction des besoins des Québécois, le développement économique durable en misant sur l'avantage énergétique du Québec, et l'accroissement des exportations afin de générer plus de fonds pour l'actionnaire. Enfin selon l'Association, le Québec et les régions bénéficient plus d'une stratégie de transformation chez eux que de l'exportation de l'électricité : utiliser l'énergie à bon escient signifie répondre aux besoins globaux des Québécois, y compris de développement industriel puis dans une deuxième étape, écouler les surplus de la façon la plus rentable.

Alcoa considère qu'elle doit obtenir l'assurance que les droits hydrauliques dont elle bénéficie (la Manicouagan servant à alimenter l'aluminerie de Baie-Comeau) et les blocs d'énergie qui sont prévus aux contrats actuels seront renouvelés respectivement en 2011 et 2014 à des tarifs concurrentiels et sur une longue période et que le tarif L évoluera de manière prévisible tout en restant concurrentiel. L'électricité compte pour près du tiers du coût de production de l'aluminium.

Selon Alcoa, qui produit ou transforme l'aluminium dans 7 usines au Québec, le prix moyen de l'électricité fournie aux alumineries dans le monde en 2003 était de 2,14¢US/kWh (200 alumineries produisant 25 millions de tonnes) alors que le tarif L au Québec équivalait à 2,81¢US et ne serait donc plus concurrentiel. Selon Alcoa H.Q. a refusé de lui fournir 10 MW additionnel au tarif L et au règlement tarifaire, en vue d'améliorer la productivité d'une de ses alumineries, prétextant qu'elle n'avait pas obligation de desservir Alcoa pour ses besoins additionnels et "une situation énergétique trop serrée".

Les quantités d'énergie actuellement disponibles pour Alcoa au Québec sont de 17 TWh/an. Enfin Alcoa souhaite pouvoir réaliser en partenariat avec le secteur public une centrale hydroélectrique afin de satisfaire ses propres besoins et aussi faire l'acquisition de bloc d'énergie patrimoniale à des tarifs concurrentiels contre des engagements à long terme.

Mémoire du Syndicat TCA-Saguenay-Lac-St-Jean (rédaction J.F. Blain) :

Le syndicat nous indique que le président d'Alcan métal primaire Saguenay-Lac-St-Jean déclarait le 18/11/04 que les investissements d'Alcan en production au Québec étaient terminés les prochains développements devant se faire en Chine, en Afrique du Sud et dans la péninsule arabique.

Pourtant selon le syndicat les fonds de la rivière Saguenay (de l'embouchure du Lac St-Jean jusqu'en aval de la centrale Shipshaw) ont été cédés à perpétuité à Alcan en début 2000. Après la fermeture des 4 cuves Söderberg d'Arvida (10 ans avant la date prévue) et la perte de 550 emplois, la population du Lac St-Jean veut que l'hydroélectricité produite par Alcan soit

dédiée entièrement aux investissements industriels et au développement économique régional. Selon le syndicat, Alcan dispose de 6 centrales hydrauliques totalisant une capacité de 3 000 MW (sur un total de 4000 MW d'autoproduction au Québec). Alcan est en mesure de produire annuellement entre 19,6 TWh (FU = 75%) et 20,9 TWh (FU = 80%). La consommation totale des usines d'Alcan en 2004 a atteint 18,9 TWh (d'où Alcan dispose de surplus de 0,7 à 2 TWh) pour un coût moyen inférieur à 1,2¢/kWh alors qu'au tarif L d'H.Q. il lui en coûterait 3,7¢/kWh, soit un avantage économique pour Alcan de 490 M\$/an ou 85 000\$ pour chacun des employés d'Alcan au Saguenay-Lac-St-Jean.

Le Syndicat demande au gouvernement de poser des conditions en terme de création d'emploi avant de renouveler un bail sur la ressource hydraulique, car Alcan qui avait 9 000 emplois au Lac St-Jean n'en a plus que 5 840 en fin 2004; malgré cela Alcan satisfait déjà aux conditions du bail de la Péribonka grâce à ses investissements récents (investissements de 3 G\$ (\$ de 1983) et atteinte d'une production d'aluminium de 1 Million tonnes d'ici 2015).

En février 2002 le gouvernement a accordé un bloc de 500 MW à 3,7¢ pour l'expansion de l'aluminerie Alouette à Sept-Iles, en retour les partenaires d'Alouette devaient créer 300 nouveaux emplois directs dans l'aluminerie et 1050 nouveaux emplois directs en transformation de l'aluminium.

Enfin le Syndicat demande qu'H.Q. Production ne profite pas indûment de la vente à l'exportation des surplus d'Alcan, ce qu'Alcan ne peut faire directement, mais que les surplus soient utilisés pour créer de nouveaux investissements industriels à valeur ajoutée dans la région.

En conclusion de cette partie nous considérons que le Québec possède déjà suffisamment d'industries énergivores (avec 92% par exemple de la production canadienne d'aluminium primaire) et qu'il doit réorienter sa politique industrielle vers des domaines plus créateurs d'emploi et de valeur ajoutée pour chaque dollar d'investissement effectué. Il faut donc chercher à diversifier notre économie, notamment dans les régions et utiliser à bon escient les ressources rares dont on dispose, que ce soit les ressources financières, humaines et naturelles dont on dispose, tout spécialement en présence de coûts croissants d'approvisionnement énergétique.

Il devient important avant d'accorder le renouvellement de baux sur nos ressources naturelles et d'accorder de nouveaux contrats de livraison d'électricité à des industries grandes consommatrices de poser des exigences claires en terme de création d'emploi et de valeur ajoutée, tout en s'assurant que cela ne crée pas d'impacts négatifs sur les tarifs des clients existants d'H.Q..

B) Mécanismes réglementaires et légaux afin de limiter les impacts

a) La situation actuelle et passée chez H.Q. et la situation ailleurs

Il eut été intéressant de connaître l'évolution historique de la limite en puissance auquel H.Q. est tenue de satisfaire. Nous n'avons pas eu le temps de vérifier dans les anciens règlements tarifaires pour vérifier ce point. Notre compréhension est que la limite en puissance a évolué au fur et à mesure que la capacité du réseau de transport a augmenté et que la capacité du parc de production a été accrue au point de générer des surplus importants à partir de la mise en opération des barrages de la Baie-James dans les années 70 et 80.

Maintenant que les surplus énergétiques ont disparu il est pertinent, tout comme la Régie a décidé d'abolir le tarif BT pour des raisons de manque de disponibilité énergétique et de non couverture des coûts, de revoir la pertinence de maintenir la limite de 175 MW.

Il eut été aussi intéressant aussi de disposer des résultats d'un balisage sur les limites en puissance liées à l'obligation de fournir. Nous n'avons pas eu le temps de vérifier de manière exhaustive les exigences à ce chapitre dans d'autres juridictions. À première vue la limite de 175 MW apparaît comme l'exigence la plus élevée faite au Canada et aux États-Unis à une utilité électrique. Mais cela resterait à confirmer par un balisage rigoureux et complet.

Avant 1981 la Loi sur H.Q. indiquait à l'A. 22 (Lois refondues 1977, chap. H-5) :

But de la Commission (Hydro-Québec) : elle a pour but de fournir l'énergie aux municipalités, aux coopératives, aux entreprises industrielles ou commerciales et aux citoyens du Québec, aux taux les plus bas compatibles avec une saine administration financière.

Elle doit établir le tarif applicable à chaque catégorie d'utilisateurs suivant le coût réel du service fourni à chaque catégorie en autant que cela est pratique.

Les taux et conditions auxquels l'énergie est fournie sont fixés par règlement de la Commission ou sont déterminés par contrats spéciaux avec les municipalités, coopératives, entreprises industrielles ou commerciales; ce règlement et les contrats spéciaux doivent être approuvés par le gouvernement.

En 1981 H.Q. a été constitué en compagnie à fond social (avec un fond social de 5 G\$ dont 4,3741 G\$ étaient imputés, au 31/12/1980, à une réserve pour renouvellement du réseau, pour éventualités et pour stabilisation des taux), l'A. 22 de la Loi devenait :

La Société a pour mandat de fournir l'énergie aux municipalités, coopératives, entreprises industrielles ou commerciales et aux citoyens du Québec.

Les taux et conditions auxquels l'énergie est fournie doivent être compatibles avec une saine administration financière : ces taux et conditions sont fixés par règlement de la Société pour chaque catégorie d'utilisateurs ou sont déterminés par contrats avec les municipalités, coopératives, entreprises industrielles ou commerciales; ce

règlement et les contrats spéciaux doivent être soumis à l'approbation du gouvernement.

Avant 1990 la limite de 175 MW était introduite dans la définition de puissance souscrite, par la suite la limite apparaissait dans un article de règlement avec les dispositions complémentaires.

L'actuelle Loi sur H.Q. indique :

22. La Société a pour objets de fournir de l'énergie et d'oeuvrer dans le domaine de la recherche et de la promotion relatives à l'énergie, de la transformation et de l'économie de l'énergie, de même que dans tout domaine connexe ou relié à l'énergie.

22.0.1. Les tarifs et les conditions auxquels l'énergie est distribuée sont fixés par la Régie.

Contrat spécial.

Toutefois, malgré le paragraphe 1° de l'article 31 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01), le gouvernement peut fixer à l'égard d'un contrat spécial qu'il détermine les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est distribuée par la Société à un consommateur ou à une catégorie de consommateurs.

Vente d'énergie aux municipalités.

23. La Société est tenue de fournir de l'électricité à toute municipalité dans le territoire de laquelle elle n'en distribue pas, qui est désireuse d'en faire elle-même la distribution et qui se conforme à la Loi sur les systèmes municipaux et les systèmes privés d'électricité (chapitre S-41), à moins que la Société ne soit pas alors en mesure de desservir économiquement ce territoire.

Vente d'énergie à une coopérative.

Elle doit également, sous la même réserve, dans un territoire où elle ne distribue pas d'électricité, en fournir à toute coopérative d'électricité qui lui en fait la demande.

Renseignements.

La Société doit fournir à toute municipalité qui désire se prévaloir des dispositions du premier alinéa du présent article tous les renseignements requis pour l'étude du projet.

Tarifs d'énergie.

24. La Société doit maintenir ses tarifs d'énergie à un niveau suffisant pour défrayer au moins:

1° tous les frais d'exploitation;

2° l'intérêt sur sa dette;

3° l'amortissement de ses immobilisations sur une période maximum de cinquante ans.

Coût de fourniture.

24.1. Le gouvernement peut diminuer le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale alloué à chaque catégorie de consommateurs prévu à l'article 52.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01).

Loi sur la Régie de l'énergie (L.R.Q., chapitre R-6.01)

5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif.

31. La Régie a compétence exclusive pour:

1° fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée par le transporteur d'électricité ou distribuée par le distributeur d'électricité ou ceux auxquels le gaz naturel est fourni, transporté ou livré par un distributeur de gaz naturel ou emmagasiné;

2° surveiller les opérations des titulaires d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants;

2.1° surveiller les opérations du transporteur d'électricité, du distributeur d'électricité ainsi que celles des distributeurs de gaz naturel afin de s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif;

3° (*paragraphe abrogé*) ;

4° examiner toute plainte d'un consommateur portant sur l'application d'un tarif ou d'une condition de transport d'électricité par le transporteur d'électricité, de distribution d'électricité par le distributeur d'électricité, les réseaux municipaux ou privés d'électricité ou par la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville et voir à ce que le consommateur paie le tarif qui lui est applicable et soit assujetti aux conditions qui lui sont applicables;

4.1° examiner toute plainte d'un consommateur portant sur l'application d'un tarif ou d'une condition de fourniture, de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel par un distributeur de gaz naturel et voir à ce que le consommateur paie le tarif qui lui est applicable et soit assujetti aux conditions qui lui sont applicables;

5° décider de toute autre demande soumise en vertu de la présente loi.

Compétence exclusive.

Elle a la même compétence pour décider d'une demande soumise en vertu de l'article 30 de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5), du paragraphe 3° de l'article 12 et des articles 13 et 16 de la Loi sur les systèmes municipaux et privés d'électricité (chapitre S-41), et des articles 2 et 10 de la Loi sur la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville et abrogeant la Loi pour favoriser l'électrification rurale par l'entremise de coopératives d'électricité (Lois du Québec, 1986, chapitre 21).

48. Sur demande d'une personne intéressée ou de sa propre initiative, la Régie fixe ou modifie les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée par le transporteur d'électricité ou distribuée par le distributeur d'électricité ou ceux auxquels le gaz naturel est fourni, transporté ou livré par un distributeur de gaz naturel ou emmagasiné. Elle peut notamment demander au transporteur d'électricité, au distributeur d'électricité ainsi qu'à un distributeur de gaz naturel de lui soumettre une proposition de modification.

53. Le transporteur ou le distributeur d'électricité ou un distributeur de gaz naturel ne peut convenir avec un consommateur ou exiger de celui-ci un tarif ou des conditions autres que ceux fixés par la Régie ou par le gouvernement.

60. Un droit exclusif de distribution d'électricité confère à son titulaire, sur le territoire où il porte et à l'exclusion de quiconque, le droit d'exploiter un réseau de distribution d'électricité.

Consommation.

Ce droit n'empêche pas quiconque de produire et de distribuer sur son réseau l'électricité qu'il consomme ou de distribuer l'électricité produite à partir de biomasse forestière à un consommateur sur un emplacement adjacent au site de production.

76. Le distributeur d'électricité, les réseaux municipaux d'électricité et la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville sont tenus de distribuer l'électricité à toute personne qui le demande dans le territoire où s'exerce leur droit exclusif.

Autre source d'énergie.

La Régie peut, à la demande d'un consommateur ou du distributeur d'électricité, d'un réseau municipal d'électricité ou de la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville, dispenser ces derniers de donner suite à une demande faite en vertu du présent article seulement si le service peut être satisfait de façon et à des conditions équivalentes par une autre source d'énergie, si elle est d'avis que les coûts inhérents au service demandé ne seront pas supportés par ce consommateur.

79. La Régie peut, à la demande d'un consommateur ou d'un distributeur de gaz naturel, dispenser ce dernier de donner suite à une demande faite en vertu des articles 77 ou 78 si elle est d'avis, notamment, que l'intérêt public le requiert ou que les coûts inhérents au service demandé ne seront pas supportés par ce consommateur.

Dispense.

La Régie peut également dispenser un distributeur de gaz naturel de donner suite à ces demandes, si cela a pour effet de compromettre la rentabilité ou l'efficacité des opérations de son entreprise ou est susceptible de compromettre la sécurité d'approvisionnement d'un autre consommateur.

Dispense.

Lorsque le gaz naturel est utilisé principalement pour le chauffage de bâtiments ou à des fins domestiques, la Régie peut également dispenser un distributeur de donner suite à une demande faite en vertu du deuxième alinéa de l'article 77 si elle est d'avis que les conditions d'approvisionnement dont le consommateur a convenu avec un tiers ne lui assurent pas, compte tenu notamment de ses besoins particuliers et de la disponibilité du gaz naturel, une sécurité d'approvisionnement comparable à celle offerte par un distributeur.

Règlement “Tarifs du distributeur et conditions d'application”, 1/04/05 :

A. 307 Conditions de fourniture de l'électricité en haute tension

Lorsque le Distributeur fournit l'électricité en haute tension et que les conditions de fourniture ne sont pas déjà prévues par un autre règlement du Distributeur, celles-ci doivent faire l'objet d'une entente écrite entre le client et le Distributeur.

En vertu du présent texte des tarifs et conditions du Distributeur, le Distributeur n'est pas tenu de consentir un abonnement pour une puissance souscrite supérieure à 175 000 kilowatts.

A 308 Restrictions concernant les abonnements de courte durée

Le présent texte des tarifs et conditions du Distributeur n'oblige pas le Distributeur à consentir d'abonnements de courte durée pour une puissance supérieure à 100 kilowatts.

- Ainsi donc la Régie de l'énergie a juridiction sur les tarifs et conditions auxquels l'énergie est distribuée par H.Q., mais le gouvernement (tout comme la Régie) peut

autoriser des contrats spéciaux en décidant lui-même des tarifs et conditions.

H.Q. est tenue de fournir l'électricité aux réseaux municipaux et privés qui détiennent ou obtiennent un droit exclusif de distribution sur leurs territoires respectifs, tout comme elle est tenue de fournir le bloc patrimonial aux clients québécois aux conditions fixés par le gouvernement.

H.Q. et les réseaux municipaux ou coopératifs doivent répondre à toute demande de personne localisée sur leur territoire d'exclusivité, sauf si le distributeur ou un consommateur demande à la Régie d'être dispensé de cette obligation si le service peut être satisfait de façon et à des conditions équivalentes par une autre source d'énergie, si la Régie est d'avis que les coûts inhérents au service demandé ne seront pas supportés par ce consommateur.

Les autoproducteurs peuvent disposer de l'énergie qu'ils produisent alors que des producteurs d'électricité à partir de biomasse peuvent distribuer l'électricité à des consommateurs voisins du lieu de production.

- Il y a donc une possibilité inscrite dans la Loi, pour un distributeur d'électricité ou de gaz ou pour les consommateurs en place de bloquer la livraison d'un service qui pourrait les pénaliser.

Mais le fardeau de la preuve leur revient et il n'est pas sur que cette exception puisse s'appliquer dans le cas précis où la demande de service répond aux conditions réglementaires en place.

- Autrement la Régie, à défaut de pouvoir exempter un distributeur de l'obligation de répondre à une demande de service, pourrait décider de tarifs et conditions qui protègent les consommateurs en place d'impacts négatifs et qui dans certains cas, tout en couvrant les coûts réels supplémentaires, pourraient rendre non rentable pour le demandeur la livraison du service électrique ou gazier.

- Le gouvernement a toujours la possibilité d'autoriser des contrats spéciaux aux conditions et tarifs qu'il juge acceptable. La Régie devrait conserver toutefois selon nous une marge de manoeuvre pour ajuster les tarifs et conditions applicables aux clients déjà en place de manière à les protéger d'impacts négatifs possibles amenés par la satisfaction de tels contrats spéciaux.

b) Planification intégrée des ressources : planification économique et énergétique

- La Loi sur H.Q. requiert d'H.Q. de rendre disponible la fourniture patrimoniale produite par H.Q. et de prévoir et satisfaire les besoins en énergie des Québécois/ses :

A 22 Autres objets.

La Société doit notamment assurer l'approvisionnement en électricité patrimoniale tel qu'établi par la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01).

Approvisionnement des marchés québécois.

Le gouvernement fixe les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale pour un volume de 165 térawattheures. Cet approvisionnement doit inclure tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité.

22.1. Pour la réalisation de ses objets, la Société prévoit notamment les besoins du Québec en énergie et les moyens de les satisfaire dans le cadre des politiques énergétiques que le gouvernement peut, par ailleurs, établir. Programmes d'économie d'énergie.

La Société peut mettre en oeuvre des programmes d'économie d'énergie; à cette fin elle peut accorder une aide technique ou financière.

- La LRÉ et ses règlements annexes posent des exigences aux distributeurs d'énergie quant aux plans d'approvisionnements et aux conditions d'approvisionnement :

Plan d'approvisionnement.

72. Tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par règlement de celle-ci, un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois après application des mesures d'efficacité énergétique. Le plan doit tenir compte des risques découlant des choix des sources d'approvisionnement propres à chacun des titulaires ainsi que, pour une source particulière d'approvisionnement en électricité, du bloc d'énergie établi par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112.

Approbation des plans.

Pour l'approbation des plans, la Régie tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret.

73.1. Le transporteur d'électricité établit des normes relatives à ses opérations et aux exigences techniques, dont les normes de fiabilité de son réseau de transport d'électricité, qu'il soumet à l'approbation de la Régie. La Régie doit se prononcer dans les 120 jours suivant la réception des normes.

74. Le distributeur d'électricité ou tout distributeur de gaz naturel doit soumettre à l'approbation de la Régie leurs programmes commerciaux.

Traitement équitable.

Dans un territoire desservi par un réseau autonome de distribution d'électricité, le distributeur d'électricité peut également soumettre à l'approbation de la Régie des programmes commerciaux visant d'autres formes d'énergie afin d'assurer que les consommateurs de ce territoire bénéficient d'un approvisionnement en énergie leur permettant un traitement équitable par rapport à tout autre consommateur d'électricité distribuée par le distributeur d'électricité pour le chauffage résidentiel et le chauffage de l'eau.

Pratiques commerciales.

Lorsqu'elle étudie une demande visée au présent article, la Régie doit notamment tenir compte de l'évolution des pratiques commerciales et de la rentabilité des programmes commerciaux en considérant leurs impacts sur les tarifs du distributeur.

Procédure d'appel d'offres et d'octroi.

74.1. Afin d'assurer le traitement équitable et impartial des fournisseurs participant à un appel d'offres, le distributeur d'électricité doit établir et soumettre à l'approbation de la Régie, qui doit se prononcer dans les 90 jours, une procédure d'appel d'offres et d'octroi, ainsi qu'un code d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres applicables aux contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112.

Buts de la procédure.

La procédure d'appel d'offres et d'octroi doit notamment:

- 1° permettre par la diffusion de l'appel d'offres dans un délai adéquat, la participation de tout fournisseur intéressé;
- 2° accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement, à moins que l'appel d'offres ne prévoie que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement;
- 3° favoriser l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées, en tenant compte du coût de transport applicable et, dans le cas où l'appel d'offres prévoit que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie, en tenant compte du prix maximal tel qu'établi par règlement du gouvernement;
- 4° permettre qu'un appel d'offres puisse être satisfait par plus d'un contrat d'approvisionnement, auquel cas le fournisseur qui permet d'atteindre la quantité d'électricité demandée peut être invité à diminuer la quantité d'électricité qu'il a lui-même offerte, sans toutefois en modifier le prix unitaire.

Dispense.

La Régie peut dispenser le distributeur d'électricité de recourir à l'appel d'offres pour des contrats de court terme ou en cas d'urgence des besoins à satisfaire.

Application.

74.2. La Régie surveille l'application de la procédure d'appel d'offres et d'octroi ainsi que du code d'éthique, prévus à l'article 74.1, et examine si ceux-ci ont été respectés. À cette fin, elle peut exiger tout document ou renseignement utile. La Régie fait rapport de ses constatations au distributeur d'électricité et au fournisseur choisi.

Approbation.

Le distributeur d'électricité ne peut conclure un contrat d'approvisionnement en électricité sans obtenir

l'approbation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement.

114. La Régie peut déterminer par règlement:

1° des normes relatives aux opérations du distributeur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel ainsi qu'aux exigences techniques qu'il doit respecter;

2° des normes relatives au maintien d'un réseau de distribution d'électricité ou de gaz naturel;

3° (*paragraphe abrogé*) ;

4° (*paragraphe abrogé*) ;

5° les documents requis pour procéder à l'étude d'une demande;

6° les conditions et les cas où une activité visée à l'article 73 requiert une autorisation;

7° la forme, la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement;

8° les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le distributeur d'électricité requiert son approbation.

Variation des normes.

Les normes, documents, conditions et cas ainsi que la forme, teneur et périodicité visés aux paragraphes 1°, 2°, 5°, 6° et 7° peuvent notamment varier selon le transporteur d'électricité, les distributeurs ou catégories de distributeurs. Le règlement peut aussi exclure le transporteur d'électricité, un distributeur ou une catégorie de distributeurs.

Approbation.

115. Les règles de procédure adoptées par la Régie et ses règlements sont soumis au gouvernement pour approbation.

Le Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement et le Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le distributeur d'électricité requiert l'approbation de la Régie de l'énergie édictent les conditions que les distributeurs doivent remplir pour obtenir les autorisations requises de la Régie de l'énergie en regard des nouveaux approvisionnements.

Une difficulté sérieuse se pose en regard de la planification intégrée des ressources du fait que la Régie et le gouvernement peuvent autoriser des contrats spéciaux avec les tarifs et conditions applicables : si le gouvernement autorise arbitrairement des contrats spéciaux d'importance (comme par exemple la phase 2 de l'aluminerie Alouette à Sept-Iles (500 MW, 4,3 TWh) qui a requis à H.Q. distribution d'ajuster très rapidement son plan d'approvisionnement et débalance à court terme l'équilibre offre-demande déjà fragilisé par les baisses d'hydraulicité) alors la Régie doit prendre acte de telles décisions et les intégrer dans les plans d'approvisionnement sans que la Régie ait fait au préalable une évaluation d'impact énergétique et économique rigoureuse, transparente et indépendante qui garantisse que les clientèles en place ne seront pas pénalisées par de tels contrats et que l'équilibre énergétique pourra être satisfaite à tout moment sans heurt ni pénalité.

Donc il serait souhaitable et pertinent du point de vue de l'équité et de la promotion du développement durable que les contrats spéciaux que le gouvernement voudrait autoriser fasse l'objet préalable d'une évaluation sérieuse et systématique de la part de la Régie de l'énergie, avec comme critères ; le traitement équitable des clientèles en place et la minimisation des impacts tarifaires, l'optimisation des ressources énergétiques et économiques, le maintien constant de l'équilibre énergétique à coûts raisonnables etc.

c) Changements réglementaires possibles touchant le niveau de puissance appelée ou d'énergie consommée :

Il serait pertinent de réduire dans le règlement tarifaire le niveau de puissance appelée par les nouveaux clients industriels ou les clients industriels existants tout en spécifiant un niveau d'énergie limite considérant que dans l'avenir la croissance de la demande en énergie sera le principal inducteur de coût : par exemple on pourrait limiter l'obligation de servir à une puissance de 50 MW ou à une quantité d'énergie de 0,4 TWh (correspondant à un FU de 90%).

De plus les limites devraient aussi s'appliquer dans le cas où des clients industriels déjà en place demandent une augmentation de puissance et d'énergie : alors le niveau total de puissance et énergie serait sujet aux limites établies dans le règlement, afin d'éviter qu'un client débute avec une puissance limite et rapidement requiert des ajustements à la hausse de puissance appelée qui initialement auraient pu être refusées.

Au delà de 50 MW de puissance appelée et de 0,4 TWh d'énergie, nous considérons que c'est la Régie qui devra autoriser la demande du service dans le cadre de l'analyse des besoins d'approvisionnements;

Les règlements de la Régie de l'énergie et les règlements approuvés par la Régie devraient tenir compte de l'intérêt public et des coûts inhérents au service demandé qui ne seraient pas supportés par ce consommateur pour pouvoir exempter de l'obligation de servir un client industriel et avant de décider d'autoriser de nouveaux approvisionnements .

Comme critère d'évaluation la Régie devrait donc s'assurer a) que cela ne crée pas de problème d'équilibre énergétique, sinon elle pourra exiger que le service soit retardé ou rejeté et b) que cela ne cause pas d'impacts négatifs sur les tarifs des diverses catégories tarifaires.

c) Changements légaux possibles

- Il serait pertinent de préciser à l'A. 76 de la LRÉ que l'obligation de servir est sujet aux limitations approuvées par la Régie au règlement tarifaire, et aux limites supérieures qui

pourraient être inscrites dans la Loi sur Hydro-Québec (A. **22.0.1**)

- Il faut encadrer le pouvoir discrétionnaire du gouvernement à autoriser des contrats spéciaux au pouvoir d'évaluation d'impacts de la Régie de l'énergie en apportant une précision spécifique à cet effet dans la Loi sur Hydro-Québec (A. **22.0.1**)

- En cas d'impacts négatifs sur les tarifs amenés par un nouveau contrat industriel, H.Q. et son actionnaire le gouvernement du Québec, pourrait décider d'autoriser les projets au tarif L moyen existant, mais en assumant la différence de coût par rapport au coût d'approvisionnement postpatrimonial, de la sorte le bloc d'énergie patrimoniale ne sera pas réduit pour les clients déjà en place.

Selon nous le gouvernement pourrait autoriser les nouveaux contrats industriels, mais seulement après que la Régie de l'énergie ait étudié les impacts de tels projets dans le cadre de l'analyse des besoins d'approvisionnements et donné une opinion favorable à ces projets et ce afin de garantir le maintien de l'équilibre énergétique et de s'assurer que les clientèles déjà en place ne seront pas négativement affectées par la nouvelle demande industrielle.

C) Modifications possibles aux procédures tarifaires et aux méthodes de répartition

LRÉ 32. La Régie peut de sa propre initiative ou à la demande d'une personne intéressée:

1° déterminer le taux de rendement du transporteur d'électricité, du distributeur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel;

2° déterminer la méthode d'allocation du coût de service applicable au transporteur d'électricité ou au distributeur d'électricité ou à un distributeur de gaz naturel;

3° énoncer des principes généraux pour la détermination et l'application des tarifs qu'elle fixe;

3.1° déterminer, pour le transporteur d'électricité, le distributeur d'électricité et chaque distributeur de gaz naturel les méthodes comptables et financières qui leur sont applicables;

49. Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport, de livraison ou d'emmagasinement de gaz naturel, la Régie doit notamment : ...

50. La juste valeur des actifs du transporteur d'électricité et d'un distributeur de gaz naturel est calculée sur la base du coût d'origine, soustraction faite de l'amortissement.

Restriction.

51. Un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport ou de livraison de gaz naturel ne peut prévoir des taux plus élevés ou des conditions plus onéreuses qu'il n'est nécessaire pour permettre, notamment, de couvrir les coûts de capital et d'exploitation, de maintenir la stabilité du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel et le développement normal d'un réseau de transport ou de distribution, ou d'assurer un rendement raisonnable sur sa base de tarification.

52.1. Dans tout tarif qu'elle fixe ou modifie, applicable par le distributeur d'électricité à un consommateur ou une catégorie de consommateurs, la Régie tient compte des coûts de fourniture d'électricité et des frais découlant du tarif de transport supportés par le distributeur d'électricité, des revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et, en y apportant les adaptations nécessaires, des paragraphes 6° à 10° du premier alinéa de l'article 49 et du deuxième alinéa de ce même article.

Tarifification.

La tarification doit être uniforme par catégorie de consommateurs sur l'ensemble du réseau de distribution d'électricité, à l'exception toutefois des réseaux autonomes de distribution situés au nord du 53 e parallèle.

Restriction.

La Régie ne peut modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de consommateurs.

Coûts de fourniture d'électricité.

52.2. Les coûts de fourniture d'électricité visés à l'article 52.1 sont établis par la Régie en additionnant le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale et les coûts réels des contrats d'approvisionnement conclus par le distributeur d'électricité pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112. Ces coûts sont alloués entre les catégories de consommateurs selon leurs caractéristiques de consommation soit leurs facteurs d'utilisation et leurs pertes d'électricité associées aux réseaux de transport et de distribution.

Coût de fourniture de l'électricité patrimoniale.

Aux fins du premier alinéa, le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale est établi par l'addition des produits du volume de consommation patrimoniale de chaque catégorie de consommateurs par le coût alloué respectivement à ces catégories de consommateurs en considérant que:

1° le volume de consommation patrimoniale annuelle correspond aux volumes de consommation des marchés québécois jusqu'à concurrence de 165 térawattheures. Ce volume exclut les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours, ceux alloués aux réseaux autonomes et les volumes approvisionnés à partir de blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement;

2° le coût alloué à chaque catégorie de consommateurs est établi à partir d'un coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale de 2,79 cents le kilowattheure et correspond: ...

Coût de fourniture pour les contrats spéciaux.

Pour les contrats spéciaux conclus en vertu de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5), le coût de fourniture correspond au tarif prévu au contrat déduction faite des coûts de transport et de distribution applicables selon leurs caractéristiques de consommation, et celui-ci n'affecte pas le coût de fourniture du distributeur d'électricité applicable aux autres catégories de consommateurs aux fins de l'article 52.1.

Tarifs de la Régie.

52.3. Les revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité sont établis en tenant compte des dispositions des paragraphes 1° à 10° du premier alinéa de l'article 49, du dernier alinéa de ce même article et des articles 50 et 51, compte tenu des adaptations nécessaires.

La Régie n'a pas encore tranché de manière définitive de quelle façon les coûts

d’approvisionnement postpatrimoniaux seront répartis entre les diverses catégories de clientèles ni comment ils seront intégrés dans les tarifs. Nous avons proposé dans la cause R-3541-2004 l’adoption d’une méthode d’allocation des coûts postpatrimoniaux qui soit équitable et pratique, tout en prônant un signal de prix par catégorie tarifaire afin de responsabiliser les catégories tarifaires face aux coûts de développement du réseau électrique québécois, tout en protégeant les consommateurs résidentiels contre un choc tarifaire vis à vis lequel ils n’auraient aucune responsabilité.

a) Allocation des coûts et tarification marginale vs tarification moyenne par catégorie tarifaire

La méthode pour déterminer le tarif patrimonial par catégorie tarifaire, qui tient compte du taux de perte et du facteur d’utilisation est tout à fait équivalente à une tarification différenciée des consommations en pointe et hors pointe, et l’on sait que la procédure amène un tarif plus élevé pour les clientèles domestiques du fait d’une consommation plus élevée en période de pointe d’hiver causée par le chauffage électrique. Cette méthode possède donc des caractéristiques propres à une tarification au coût marginal de court terme.

Dans le cas des réseaux autonomes éloignés des tarifs dissuasifs peuvent s’appliquer afin d’inciter les clients résidentiels, institutionnels ou commerciaux à chauffer avec des combustibles, de même qu’H.Q. peut subventionner le prix des combustibles afin de limiter la dépense énergétique des clientèles.

Des cas de tarification du type marginale existent donc déjà au Québec et son application pour l’approvisionnement postpatrimonial ne constituerait donc pas une exception.

Allocation des coûts et tarification marginale ou moyenne : dans notre preuve dans la cause R-3541-2004 (voir détails p. 21 à 23) nous avons proposé l’application d’une méthode d’allocation de coûts marginal en regard des coûts d’approvisionnement postpatrimoniaux croissants afin justement d’éviter les impacts négatifs sur les tarifs créés par la croissance industrielle. En gros nous proposons :

1) d’appliquer une solution différente de celle proposée par H.Q., solution qui peut aussi être appliquée en complémentarité de nos recommandations réglementaires et légales, et qui consiste à traiter spécifiquement les coûts d’approvisionnements postpatrimoniaux en appliquant une méthodologie d’allocation dite marginale, et non une méthodologie globale, équivalant à une tarification marginale par catégorie tarifaire et non par client individuel, des coûts d’approvisionnements postpatrimoniaux.

Une fois fixé le partage du bloc d’électricité patrimoniale (sur la base par exemple de la consommation normalisée de la dernière année d’approvisionnement uniquement patrimonial), l’excédent de la demande relativement à la quote-part patrimoniale, pour chaque catégorie tarifaire, constituera la demande postpatrimoniale de chaque catégorie auquel sera appliqué un tarif postpatrimonial spécifique fonction du taux de perte et du facteur d’utilisation propre à

la consommation post patrimoniale.

À l'instar de l'expert Mikkelsen (**Evidence of Ron Mikkelsen, No. 2004**, p. 9 à 11), pour l'intervenant FCEI/UMQ dans la cause R-3541-2004, il est aussi possible de définir des ratios : Tarif clientèle i / Tarif moyen qui diffère entre consommation patrimoniale et la consommation postpatrimoniale; considérant que les facteurs d'utilisation et les taux de perte varient vraisemblablement entre les deux types de consommation afin selon nous de respecter aussi la LRÉ (A. 52 à 52.2).

2) Il s'agira par la suite d'ajuster les tarifs de chaque catégorie tarifaire en fonction de l'évolution des coûts et de manière à respecter l'exigence de maintenir l'interfinancement en faveur du secteur domestique.

b) Frais forfaitaires requis lors de l'implantation de nouvelles industries

Des frais forfaitaires sont actuellement exigés dans les règlements sur le transport et la distribution en regard des coûts pour desservir de nouveaux clients, lorsque les frais de branchement ou les frais de mise à niveau du réseau dépassent un certain niveau de dépense inscrite aux règlements. Dans le cas du service de transport des frais peuvent ainsi être requis des clients du service point à point et des clients en réseau intégré pour des frais directs de branchement mais aussi pour des frais de mise à niveau du réseau commun. Dans le cas des fournisseurs privés d'électricité des frais complémentaires peuvent être exigés lorsque les infrastructures d'interconnexion et de transport dépassent un certain niveau.

Dans le cas des réseaux autonomes éloignés des frais forfaitaires importants peuvent être exigés des nouveaux clients domestiques désirant chauffer à l'électricité, le tout étant en lien avec les coûts supplémentaires de production/transport et distribution d'électricité relativement aux coûts du réseau relié.

Dans le cas des coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux de tels frais pourraient être exigés lorsque par exemple des moyens de production dédiés ou voisins de l'usine peuvent être spécifiquement identifiés, comme par exemple dans le cas d'exception déjà prévu à la Loi où une centrale thermique privée, à base de biomasse, peut desservir un client industriel en le facturant sur la base de ses coûts et prix propres.

D) Le contrôle des coûts d'approvisionnement postpatrimonial

Concernant les coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux il nous apparaît primordial de développer des mécanismes permettant d'en limiter et d'en contrôler la croissance, afin justement de s'attaquer à la source des problèmes inflationnistes liés au développement de l'électricité.

D'une part qu'Hydro-Québec distribution doit pouvoir profiter du pouvoir d'arbitrage sur les prix d'importation que permet le stockage de l'électricité dans nos barrages aux heures où les importations coûtent le moins cher, au lieu de laisser entièrement le bénéfice des achats revente à Hydro-Québec production et d'exiger qu'Hydro-Québec distribution paie des prix élevés sur des importations fermes.

D'autre part H.Q. ou une nouvelle société d'État devrait investir directement dans le développement de nouvelles sources d'énergie propre (éolien, solaire, hydrogène...) afin d'en réduire les coûts grâce à des coûts de financement plus faibles que pour un développeur privé et afin de retourner la rente éventuelle sur les ressources naturelles (le vent, le soleil etc...) à la société québécoise.

À l'instar de la Régie de l'énergie qui recommandait, dans son avis sur le projet du Suroît, que le coût des services d'arbitrage offerts par H.Q. Production pour la production éolienne soit règlementé afin d'éviter des abus de position dominante, nous demandons que les coûts de développement des futurs projets hydroélectriques par H.Q. devraient être règlementés, sinon contrevérifiés, par la Régie de l'énergie, afin d'éviter des abus de position dominante par H.Q. et le nivellement arbitraire des prix vers le haut (c'est à dire vers les prix à l'importation) au détriment des clientèles québécoises et de la compétitivité de notre économie. Rappelons qu'avant la Loi 116, H.Q. parlait en Commission parlementaire de développer des projets qui coûtait environ 3¢/kWh, mais depuis les coût de développement sont passés à 5¢ et plus, sans que ce coût ne soit vraiment justifié ou prouvé.

4) enfin, tout comme le RNCREQ le soumettait (p. 8 de leur mémoire) en Commission parlementaire sur la sécurité énergétique des Québécois, nous croyons que le critère premier pour sélectionner les nouveaux approvisionnements (A. 74.1, 2^e alinéa, 3^o) doit être le moindre coût pour la société, par contre il nous faut aussi considérer le plus bas pris soumis. En présence d'un nombre de soumissionnaires limités, des coûts conjecturellement élevés sur les importations, et de la position dominante exercée par H.Q. Production, il est impérieux de pouvoir juger du caractère raisonnable des prix, sur la base des coûts d'investissement et d'exploitation et en prenant en compte l'impact des divers modes de production sur l'environnement et la société afin de véritablement promouvoir le développement durable au Québec.

Dans la cause R-3515-2003 le RNCREQ soutenait que le rendement sur les offres soumise

par H.Q. Production (à partir des barrages de LG-2) dépassait 100%.

Dans sa décision D-2003-159 du 19/07/2003 la Régie expliquait que le prix était le facteur pertinent que la Régie devait examiner dans le cadre d'une demande d'approvisionnement (A. 72 et 74.1 de la LRÉ) et que la protection des consommateurs (A. 5 de la LREÉ) se retrouvait dans l'exigence faite au distributeur de favoriser le jeu de la concurrence par le processus d'appel d'offres et de démontrer qu'il a obtenu le prix le plus bas pour les approvisionnements.

Force est de constater que le meilleur prix obtenu par le processus d'appel d'offres est loin de garantir qu'il s'agisse des meilleurs coûts possibles, et que les projets de centrale au gaz ne s'avèrent pas nécessairement le choix le moins coûteux pour la société si on prend en compte les coûts sociaux et environnementaux et les coûts de développer des sources d'énergie hydraulique en utilisant un horizon temporel de planification et de développement plus étendu.

La Loi 116 a modifié profondément la Loi sur la Régie de l'énergie en introduisant un double régime réglementaire, où la production par H.Q., qui représente environ 50% du coût de l'électricité livrée aux clientèles québécoises sans que l'on sache vraiment le rendement réel soutiré sur la production, n'est plus sujet au contrôle et à la juridiction de la Régie de l'énergie, en sorte que l'on peut douter de la véracité et du caractère raisonnable des coûts de développement hydroélectrique futur et de la possibilité d'assurer à long terme une véritable planification intégrée des ressources et le maintien durable de l'équilibre énergétique.

Conclusion et recommandations de l'ACEF de Québec

Le problème premier entraîné par les grands développements industriels est l'impact tarifaire à la hausse que cela entraîne pour toutes les clientèles : lorsque les coûts d'approvisionnement sont croissants et que la demande industrielle augmente plus vite que les autres secteurs, ces autres secteurs subissent des hausses tarifaires automatiques sans qu'ils en soient la cause. Une hausse de la demande de 2 TWh (1,35%) amène une hausse tarifaire de 0,85% à 1,25%.

Secundo lorsque des blocs énergétiques importants sont accordés pour permettre l'implantation de grands projets industriels, cela peut mettre en péril l'équilibre énergétique domestique et exiger de faire appel aux importations de court terme à des coûts importants afin de répondre à la croissance de la demande, ou encore cela nécessite le développement de nouvelles sources d'approvisionnements coûteuses.

Il nous faut donc développer des solutions acceptables afin de remédier à ces deux problématiques pour ne pas pénaliser les clientèles non industrielles.

Recommandations : nous proposons deux approches afin d'éviter ou limiter les impacts tarifaires de la croissance industrielle :

A) du point de vue réglementaire et légal :

1) considérant que la croissance industrielle excédentaire (par rapport à la croissance moyenne) provient des grands consommateurs industriels, nous croyons qu'il faille limiter la puissance maximale qu'H.Q. doit obligatoirement et automatiquement satisfaire à 50 MW plutôt que 175 MW tel qu'inscrit actuellement au règlement tarifaire. La limite de 50 MW doit être une limite totale (i.e. en additionnant la capacité déjà disponible à la capacité supplémentaire demandée) lorsqu'un client industriel déjà en place demande plus de puissance;

2) considérant que le principal problème actuel et futur en sera un d'approvisionnement énergétique, nous croyons qu'il est d'intérêt de préciser la quantité d'énergie limite qu'H.Q. aura obligation de fournir (50 MW à un FU de 90% donne une énergie limite de 0,4 TWh).

3) Au delà de 50 MW de puissance appelée et de 0,4 TWh d'énergie, c'est la Régie qui devra autoriser la demande du service dans le cadre de l'analyse des besoins d'approvisionnements;

4) Comme critère d'évaluation la Régie devrait s'assurer a) que cela ne crée pas de problème d'équilibre énergétique, sinon elle pourra exiger que le service soit retardé ou rejeté et b) que cela ne cause pas d'impacts négatifs sur les tarifs des diverses catégories tarifaires.

5) En cas d'impacts négatifs sur les tarifs, l'actionnaire d'H.Q., soit le gouvernement du Québec, pourrait décider d'autoriser les projets au tarif L moyen existant, mais seulement en assumant la différence de coût par rapport au coût d'approvisionnement postpatrimonial, de

sorte le bloc d'énergie patrimoniale ne sera pas réduit pour les clients déjà en place de même que cela n'exercera pas de pression à la hausse sur leurs coûts de service.

6) Le gouvernement pourrait autoriser les nouveaux contrats industriels, mais seulement après que la Régie de l'énergie ait étudié les impacts de tels projets dans le cadre de l'analyse des besoins d'approvisionnements et donné une opinion favorable à ces projets.

B) du point de vue du partage des coûts et de la fixation des tarifs :

1) en absence de solution réglementaire et légale, il faudra traiter spécifiquement les coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux, en appliquant une méthodologie d'allocation dite marginale, équivalant à une tarification marginale par catégorie tarifaire et non par client individuel, des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux.

Une fois fixé le partage du bloc d'électricité patrimoniale, l'excédent de la demande relativement à la quote-part patrimoniale, pour chaque catégorie tarifaire, constituera la demande postpatrimoniaire de chaque catégorie auquel sera appliqué un tarif postpatrimonial spécifique fonction du taux de perte et du facteur d'utilisation propre à la consommation post patrimoniale.

2) Il s'agira par la suite d'ajuster les tarifs de chaque catégorie tarifaire en fonction de l'évolution des coûts et de manière à respecter l'exigence de maintenir l'interfinancement en faveur du secteur domestique.

Enfin concernant les coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux il est primordial de développer des mécanismes permettant d'en contrôler la croissance. Nous croyons :

1) d'une part qu'Hydro-Québec Distribution doit pouvoir profiter du pouvoir d'arbitrage sur les prix d'importation que permet le stockage de l'électricité dans nos barrages aux heures où les importations coûtent le moins cher;

2) d'autre part H.Q. ou une nouvelle société d'État devrait investir directement dans le développement de nouvelles sources d'énergie propre (éolien, solaire, hydrogène...)

3) de même les coûts de développement des futurs projets hydroélectriques par H.Q. devraient être réglementés, sinon contrevérifiés, par la Régie de l'énergie;

4) enfin, nous croyons que le critère premier pour décider des nouveaux approvisionnements doit être le moindre coût pour la société, tout en considérant le plus bas pris soumis.

Nous considérons que dans l'état actuel des choses le Québec doit réorienter sa politique industrielle et cesser d'accepter de nouvelles industries énergivores; le Québec doit pour le futur diversifier sa production et maximiser la valeur ajoutée et la création d'emploi.

Vital Barbeau et Richard Dagenais, pour l'ACEF de Québec

Annexe 1 : Coût incrémental de l'approvisionnement électrique futur :

| En construction | Mise en service | MW | TWh | Coût M\$ avec trans. | Coût unitaire \$/kW | Coût unitaire ¢/kWh |
|---|-----------------|--------------|--------------|-------------------------|------------------------|------------------------|
| Rocher Grans-Mère réfection | fin 2004 | 71 | 0,2 | 506 | 7126,8 | 4,35 |
| Toulsoustouc | 2005 | 526 | 2,7 | 1000 | 1901,1 | 3,33 |
| Mercier | 2006 | 51 | 0,3 | 145 | 2843,1 | 4,35 |
| Eastmain-1 | 2007 | 480 | 2,7 | 2300 | 4791,7 | 7,66 |
| Péribonka | 2008 | 385 | 2,2 | 1400 | 3636,4 | 5,72 |
| Sous-total | | 1 513 | 8,1 | 5 351 | 3 536,7 | 5,94 |
| En cours autorisation | | | | | | |
| Chute-Allard Rapides-d | 2008 | 138 | 0,85 | 700 | 5072,5 | 7,41 |
| Eastmain 1A- dériv. R | 2010-11 | 888 | 8,5 | 4000 | 4504,5 | 4,23 |
| Avant projet | | | | | | |
| La Romaine (4 centrale) | 2014-2015 | 1500 | 7,5 | 6500 | 4333,3 | 7,79 |
| Sous-total | | 2526 | 16,85 | 11200 | 4433,9 | 5,98 |
| Total | | 4039 | 24,95 | 16551 | 4097,8 | 5,97 |
| Réfection Gentilly II FU 80% | | 675 | 4,73 | 1075 | 1592,6 | 6,4 |
| Gaz Bécancour FU 90% | 2006 | 507 | 4 | 500 | 986,2 | 5,70 |
| Gaz Bécancour FU 60% | 2006 | 507 | 2,7 | 500 | 986,2 | 6,30 |
| Éolien Riv. Loup | | 200 | 0,63 | 300 | 1500,0 | 6,21 |
| Éolien Gaspésie FU 36,6% | | 1000 | 3,2 | 2000 | 2000,0 | 7,36 |
| Efficacité éner. Plan 03/06 | | | 1,46 | 460 | | 2,87 |
| Efficacité éner. Plan 2005/2010 addition | | | 1,54 | 1190 | | 7,05 |
| Prix à importation ¢CAN/kWh | | 2005 | 2006 | 2007 | 2011 | |
| PJM-Western Hub ¢US/kWh | | 7,57 | 7,06 | 6,80 | 7,47 | |
| Nouv. -Angleterre Mass Hub ¢US/kWh | | 9,10 | 8,52 | 8,26 | 8,78 | |
| Ontario ¢CAN/kWh | | 6,95 | 6,93 | | 7,50 | |
| Conversion prix importation US en canadien avec taux de change de \$CAN/\$US = | | | | | | 1,3 |
| Revenu à exportation/Coût importation H.Q. ¢CAN/kWh | | | | | | |
| | 1995 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 |
| Rev. à exportation | 2,7 | 4,2 | 5,8 | 7,3 | 6,9 | 8,8 |
| Coûts importation | 1,5 | 3,9 | 6,2 | 5,8 | 3,7 | 4,5 |
| Écart de prix | 1,2 | 0,3 | -0,4 | 1,5 | 3,2 | 4,3 |
| Source Jean-Thomas Bernard : Mémoire à la Commission parlementaire sécurité énergétique Annexe 5 fournie par H.Q. le 25/01/05 (coût au kWh interpolé du coût calculé par J.T. Bernard) Gentilly II : Section québécoise de Société nucléaire canadienne, Com. parl. sécurité énergétique Taux escompte 7,5%; FU éolien 36,6%; Efficacité énergétique : durée vie utile : 20 ans. | | | | | | |

Dans la cause R-3541-2004 Hydro-Québec distribution a soumis un coût moyen pour l'électricité importée de 8,18¢/kWh soit près de 4¢/kWh plus élevé que ce qu'H.Q. production a payé en 2003.
Résultats du premier appel d'offre d'H.Q. Distribution : APR-2001 : en moyenne environ 6¢/kWh.