

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

N° : R-3401-98

HYDRO-QUÉBEC,

Demanderesse

et

ACTION RÉSEAU CONSOMMATEUR,
FÉDÉRATION DES ASSOCIATIONS
COOPÉRATIVES D'ÉCONOMIE
FAMILIALE DU QUÉBEC et CENTRE
D'ÉTUDES RÉGLEMENTAIRES DU
QUÉBEC (« ARC/FACEF/CERQ »),

ASSOCIATION COOPÉRATIVE
D'ÉCONOMIE FAMILIALE DE QUÉBEC
(« ACEF DE QUÉBEC »),

ASSOCIATION DE L'INDUSTRIE
ÉLECTRIQUE DU QUÉBEC (« AIEQ »),

ASSOCIATION DES CONSTRUCTEURS
DE ROUTES ET GRANDS TRAVAUX DU
QUÉBEC (« ACRGTQ »)

ASSOCIATION DES REDISTRIBUTEURS
D'ÉLECTRICITÉ DU QUÉBEC
(« AREQ »),

ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES
CONSOMMATEURS INDUSTRIELS
D'ÉLECTRICITÉ, ASSOCIATION DES
INDUSTRIES FORESTIÈRES DU
QUÉBEC LTÉE et ASSOCIATION
QUÉBÉCOISE DE LA PRODUCTION DE
L'ÉNERGIE RENOUVELABLE (« Coalition
industrielle »),

S.T.O.P. et STRATÉGIES
ÉNERGÉTIQUES (« STOP/SÉ »),

GAZODUC TRANS QUÉBEC &
MARITIMES INC. (« GAZODUC TQM »),

GROUPE DE RECHERCHE APPLIQUÉE
EN MACROÉCOLOGIE et UNION POUR
LE DÉVELOPPEMENT DURABLE
(« GRAME/UDD »),

NEW YORK POWER AUTHORITY
(« NYPA »),

ONTARIO POWER GENERATION
(« OPG »),

OPTION CONSOMMATEURS (« OC »),

REGROUPEMENT DES ORGANISMES
ENVIRONNEMENTAUX EN ÉNERGIE
(« ROEE »),

REGROUPEMENT NATIONAL DES
CONSEILS RÉGIONAUX DE
L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC
(« RNCREQ »),

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ
MÉTROPOLITAIN (« SCGM »)

Intervenants

ARGUMENTATION FINALE DE ARC-FACEF-CERQ

I- Introduction

La Régie dans le cadre du présent dossier doit statuer sur la demande révisée d'Hydro-Québec relative à la modification des tarifs de transport d'électricité. Les tarifs actuels découlent d'un décret gouvernemental qui approuvait, en 1997, le *Règlement 659 d'Hydro-Québec sur les conditions et tarifs du service de transport pour l'accessibilité à son réseau* (Décret 276-97 (1977) G.O.,. 1248). La société d'État demande aussi, dans sa requête révisée, que soient modifiés certains termes et conditions du *Contrat* et que soient reconduites les autres conditions qu'on y retrouve.

Il s'agit d'un dossier d'une grande importance pour les consommateurs québécois compte tenu, entre autres, des enjeux tarifaires et réglementaires directement et indirectement en cause. De toute évidence, les frais de transport serviront d'intrants lors de la cause à venir sur la détermination du coût de service du Distributeur. C'est aussi à cette étape que la Régie

procédera à la répartition du coût de service entre les différentes catégories de consommateurs du Québec. Toutefois, l'allocation préconisée par Hydro-Québec entre la clientèle de charge locale et le transport point à point constitue dès maintenant un enjeu de taille. Ainsi, la décision que la Régie s'apprête à rendre dans le présent dossier aura des répercussions à court terme mais également à long terme. On ne saurait trop insister pour rappeler qu'il s'agit du premier dossier tarifaire en matière d'électricité au Québec et, en conséquence, les principes que la Régie retiendra dans ce dossier sont susceptibles de nous suivre pendant fort longtemps.

Il est important de rappeler aussi que la nécessité de fixer un tarif de transport découle de l'impact des changements apportés, entre autres, à la structure même d'Hydro-Québec pour répondre aux impératifs du commerce américain de l'électricité et à la volonté du gouvernement de voir la société d'État contribuer davantage à remplir les coffres du ministre des Finances. Ces changements ont été concrétisés par l'adoption de la Loi 116 (L.Q 2000, c.22) modifiant la *Loi sur la Régie de l'énergie* (L.R.Q., c. R-6.01), loi adoptée sous le bâillon en dépit d'une opposition majeure de l'ensemble des représentants des groupes de consommateurs et associations environnementales et syndicales du Québec. Sans refaire l'historique de la saga ayant entouré l'adoption de cette loi au mépris de la démocratie et qui rend difficile, voire impossible, toute approche réglementaire transparente et cohérente eu égard à l'identification et à la reconnaissance des actifs jugés prudemment acquis et utiles par exemple, le regroupement ARC-FACEF-CERQ (le Regroupement) a tout de même tenté de présenter à la Régie des propositions plus justes et équitables pour les consommateurs que celles contenues dans la proposition tarifaire de la société d'État.

De l'avis des intervenantes, les deux grands pôles d'importance de la présente cause qui devront servir de toile de fond à toute analyse et décision subséquente portent sur l'identification et la minimisation des impacts présents et à venir pour les consommateurs québécois inhérents aux modifications apportées à la structure intégrée d'Hydro-Québec et l'absolue nécessité de s'assurer qu'il n'existe, ou ne subsiste, aucun interfinancement ou allocation de coûts inadéquats entre l'entité de production déréglementée et les activités de transport.

À ceci s'ajoute le dilemme qu'Hydro-Québec a elle-même bien décrit dans son argumentation à la page 3 :

« Hydro-Québec est d'avis que la réglementation économique de ses activités de transport d'électricité doit refléter les nouvelles réalités du contexte énergétique nord-américain marquées par l'ouverture des marchés, la déréglementation de la production de même que l'accès libre et non discriminatoire au transit d'électricité, tout en reconnaissant les particularités du secteur électrique québécois et la spécificité d'Hydro-Québec. » (nos soulignés).

ARC-FACEF-CERQ questionnent la compatibilité des exigences de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) pour la participation des entreprises à l'ouverture du marché américain de l'électricité et les spécificités d'Hydro-Québec et du contexte québécois. À titre d'exemple, comment la FERC tiendra-t-elle compte de l'absence de concurrence réelle dans la production au Québec, de l'absence d'indépendance administrative entre les différentes entités de Production, de Transport et de Distribution et de la nécessité que les clients québécois aient priorité absolue de service ?

Par ailleurs, les décisions qui seront prises dans la présente cause sont aussi susceptibles d'avoir des impacts non négligeables sur tout le développement futur du secteur énergétique au Québec, d'où l'absolue nécessité d'une décision réglementaire éclairée permettant une allocation juste des actifs et une connaissance réelle des coûts et de la rentabilité des différentes activités de TransÉnergie .

Objectifs du Regroupement

Le Regroupement préconise depuis le début une approche permettant de s'assurer que les tarifs qui seront fixés refléteront la réalité des coûts, seront justes, raisonnables et déterminés dans une perspective d'équité envers les usagers du réseau. En plus des exigences élémentaires à l'égard de l'équité tarifaire, les intervenantes ARC-FACEF-CERQ réitèrent l'importance que les consommateurs québécois soient en tout temps considérés comme la

clientèle devant être desservie en priorité par Hydro-Québec et que toutes les pratiques commerciales mises en place ne se fassent en aucun temps au détriment de cette dernière mais servent plutôt à améliorer la qualité de la fourniture et leur assurer les plus bas coûts possibles dans une perspective de saine gestion financière.

Les tarifs doivent aussi envoyer un signal de prix juste permettant une utilisation efficace du réseau. Il importe donc pour atteindre cet objectif que la méthode d'allocation retenue reflète les véritables coûts du réseau de transport dans le respect de ses caractéristiques intrinsèques. Le réseau de transport d'Hydro-Québec qui inclut les grandes lignes de transport associé (THT) ne peut être assimilé à un réseau de transport se limitant à la haute tension ou «répartition», comme dans le cas d'une majorité de réseaux thermiques par exemple.

À cet égard, il est intéressant de noter que même Hydro-Québec lorsqu'elle décrit ou définit son réseau le présente en deux composantes distinctes (voir HQT-3, document 1, p. 8). En fait, les lignes 21 à 24 décrivent le réseau de répartition et les lignes 13 à 17, par contre, décrivent les lignes de transport associé... à la production.¹ Ces dernières sont les plus longues, les plus coûteuses et elles transportent de l'énergie et de la puissance. Prétendre le contraire comme le fait Hydro-Québec et choisir une méthode d'allocation uniquement basée sur la puissance tient de la mystification.

La source première des revenus d'Hydro-Québec est l'eau qui est un bien public appartenant à tous les citoyens du Québec. Depuis des décennies, les clients québécois ont investi des milliards de dollars afin de s'assurer un approvisionnement électrique fiable et de qualité. Les consommateurs

¹ HQT-3, document 1, p.8, lignes 13 à 17 et 21 à 24

Le réseau de transport est constitué de postes et de lignes à haute et à très haute tension. Son épine dorsale est composée de douze lignes à très haute tension qui transportent, vers le sud du Québec, l'électricité en provenance du complexe Manic-Outardes, de la centrale Churchill Falls au Labrador et du complexe La Grande à la Baie James. Outre l'interconnexion avec Churchill Falls, divers liens d'interconnexions avec les réseaux voisins font aussi partie intégrante du réseau de transport.

Le réseau de transport s'étend ensuite sur le territoire pour répartir l'électricité afin de rejoindre les nombreuses zones de charge à alimenter. Il s'agit là du réseau de transport dont la tension des lignes et des postes varie de 315 kV à 44 kV.

québécois sont, en effet, les seuls véritables actionnaires de la société d'État tout le développement d'Hydro-Québec s'étant fait par financement propre et par emprunts, garantis par le gouvernement, mais entièrement payés par les consommateurs québécois d'électricité. Depuis quelques années, l'exportation de nos surplus et autres transactions commerciales permettent à Hydro-Québec d'afficher des profits qui devraient, en principe, revenir *de facto* à ses actionnaires, les clients québécois.

Le versement de dividendes par Hydro-Québec au gouvernement existe depuis 1980, moment où le gouvernement de René Lévesque de l'époque n'eut, semble-t-il, d'autre choix que *de trouver de nouvelles sources de revenus pour lutter contre un déficit chronique qui entravait la capacité d'intervention du gouvernement* (Voir *Du génie au pouvoir*, Robert A. Boyd, à la gouverne d'Hydro-Québec aux années glorieuses, Libre Expression, p.17). Ces dernières années, les dividendes effectivement versés atteignent des sommes très importantes et Hydro-Québec laisse sous-entendre qu'une bonne partie de ces dividendes proviennent des exportations. Le Regroupement tient à s'assurer (dans les limites encore possibles imposées par la Loi 116) que ces profits ne se font pas au détriment de la clientèle québécoise par le biais de procédures et de méthodes de calculs et d'allocations douteuses. C'est ici que la vigilance de la Régie prend toute son importance. À cet égard, les intervenantes ne partagent pas l'interprétation que fait la demanderesse de la Loi 116 et des ses effets dans la présente cause (voir chapitre 2) et expliqueront plus en détails en quoi le versement de tels dividendes peut s'apparenter à une taxe déguisée abusive lorsqu'il provient d'une surfacturation des clients québécois, par exemple (voir chapitre 3).

La mission première d'Hydro-Québec est, et a toujours été, d'approvisionner avec un service fiable et de qualité, la clientèle québécoise au plus bas tarif possible dans le respect d'une saine gestion financière. De plus, au cours des dernières décennies, les consommateurs résidentiels ont été fortement incités à opter pour le chauffage électrique, ce qu'ils ont fait dans une grande proportion et en toute confiance. L'électricité doit être considérée comme un service essentiel, d'autant plus qu'une majorité de clients résidentiels utilisent l'électricité comme moyen de chauffage, et ainsi la réglementation se doit de

protéger en premier lieu les intérêts des clientèles assujetties au monopole de fait que demeure Hydro-Québec.

Positions et recommandations

ARC-FACEF-CERQ tiennent à réitérer à nouveau leur profond désaccord avec la façon totalement antidémocratique dont certains changements majeurs et fondamentaux du secteur électrique québécois ont été faits. La participation des membres du Regroupement à la présente audience ne doit donc pas être interprétée comme un aval à la Loi 116 et aux décisions gouvernementales à l'égard d'Hydro-Québec. Cette participation s'explique plutôt par la nécessité pour nos organisations d'éviter qu'une proposition tarifaire inéquitable et favorisant l'activité déréglementée s'ajoute aux décisions douteuses déjà prises dans ce domaine vital de notre économie.

Parmi les éléments de la requête d'Hydro-Québec sur lesquels la Régie devra rendre une décision, les intervenantes ARC-FACEF et CERQ se sont particulièrement penchées sur les éléments suivants :

- la méthode d'allocation des coûts proposée par la société d'État et la nécessité de fonctionnaliser de manière plus adéquate certains actifs.
- la proposition d'Hydro-Québec d'uniformiser le calcul des pertes.
- la politique de rabais telle que présentée dans la preuve originale.
- la proposition de séparation fonctionnelle existant entre les entités Production, Distribution, Transport et Hydro-Québec qui fait toujours figure de société intégrée à des fins juridiques et financières.

Le regroupement ARC-FACEF-CERQ s'est aussi intéressé, sans toutefois déposer de preuves à cet effet, à certains éléments présents au *Contrat* soumis par Hydro-Québec (HQT-11, doc. 2) pour approbation par la Régie et se questionne également, à l'instar d'autres groupes, sur la validité des données de base utilisées par Hydro-Québec pour la détermination de la

valeur des actifs en la présente instance qui n'ont été l'objet d'aucune vérification externe indépendante de même qu'à la nécessité ou non d'une fermeture réglementaire des livres. Les modalités d'ajouts au réseau de transport et pour les attributions particulières constituent aussi un point d'importance de même que toute la question des exigences de réciprocité de la FERC et de la priorité accordée à la charge locale dans ce contexte.

Les principales conclusions du regroupement ARC-FACEF-CERQ sont les suivantes :

1. La Régie doit rejeter la proposition tarifaire d'Hydro-Québec compte tenu, entre autres, des éléments particuliers suivants:
 - Les tarifs découlant de la proposition tarifaire d'Hydro-Québec ne sont pas équitables envers les consommateurs québécois et les autres usagers du réseau (autres qu'Hydro-Québec). La méthode d'allocation du revenu requis (1PC) proposée par Hydro-Québec ne reflète pas la réalité de son réseau de transport et le résultat de son application est inéquitable pour les consommateurs québécois car elle permet de favoriser les exportations au détriment de ces derniers. De plus, si la même méthode était retenue, au nom de la cohérence réglementaire, au niveau de la cause sur la distribution pour la répartition du coût de service de transport entre les diverses catégories d'usagers québécois, la clientèle résidentielle serait la plus pénalisée des clientèles d'Hydro-Québec. ARC-FACEF-CERQ recommandent que la Régie adopte la méthode *Utilisation du Système* ou la méthode des 12 PC. (Voir chapitre 6).

- La proposition d'Hydro-Québec d'utiliser des coûts moyens oblige les tiers (autres qu'Hydro-Québec) à payer pour des actifs qu'ils n'utilisent pas. En principe, ces derniers devraient ne payer que pour les coûts communs d'utilisation du réseau et en fonction du chemin ou des actifs utilisés. En termes réglementaires et tarifaires, la proposition telle que libellée est donc difficilement défendable. Toutefois, le Regroupement se doit de souligner à la Régie que la majorité des québécois ne sont pas au courant des impacts de la participation d'Hydro-Québec à l'ouverture des marchés américains de l'électricité et ne savent pas que des tiers peuvent utiliser le réseau contre rémunération dans le marché de gros. Contrairement aux États américains et provinces canadiennes où des débats publics et consultations exhaustives ont été tenues sur la question avant que ne s'ouvrent les marchés, les décisions à cet égard ont été prises à huis clos au Québec. Il est vrai que seul le marché de gros est présentement ouvert au Québec ce qui a moins d'incidence sur les modalités d'approvisionnement des clientèles résidentielles. Il n'en demeure pas moins que faute d'un débat collectif sur la question (avantages, inconvénients, rentabilité,...) tel que l'ancien l'article 167,3 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (L.R.Q., c. R-6.01) l'aurait permis, il demeure difficile, voire impossible, de jauger ce qui est vraiment dans l'intérêt des consommateurs québécois à cet égard, compte tenu toujours du caractère particulier d'Hydro-Québec et du contexte énergétique québécois.

- Le partage des actifs et frais communs entre l'activité réglementée et non-réglementée, plus particulièrement en ce qui concerne les services de télécommunication (technologies de l'information) n'a pas été validé par une firme extérieure et indépendante et semble nettement être trop élevé au niveau de Trans-Énergie sur la base des données fournies et des réponses obtenues en audiences.
 - Comme il s'agit de la première cause tarifaire de Trans-Énergie, il est essentiel que la base de données utilisées pour la détermination de la base de tarification soit le plus juste reflet de la réalité afin d'éviter toute situation abusive dès maintenant. ARC-FACEF-CERQ partagent les appréhensions de la Coalition industrielle et de l'Acef de Québec à cet égard et recommandent la plus grande vigilance à la Régie tant au niveau de « l'établissement » du chiffre de 2,260 milliards décrété dans le Règlement 659 et pour lequel on ne dispose d'aucune explication, qu'au niveau de l'augmentation injustifiée du coût de service entre 1997 et 2001, plus particulièrement au niveau des services partagés et corporatifs. ARC-FACEF-CERQ appuient la recommandation de l'Acef de Québec à l'effet que l'évaluation des actifs de Trans-Énergie, l'évaluation des coûts de service de télécommunication (DPTI) et la séparation des coûts et actifs partagés entre les diverses unités d'Hydro-Québec soit vérifiées et validées par une entreprise indépendante avant approbation par la Régie.
2. En ce qui concerne la méthode d'allocation qui serait différente entre les activités court terme et celles de long terme dans la proposition d'Hydro-Québec, le Regroupement s'oppose à cette façon de faire et recommande à la Régie d'utiliser une seule et

même méthode d'allocation pour ces deux types d'activité, soit la méthode Utilisation du système ou 12 PC.

3. La Régie doit rejeter l'interprétation étroite de la loi faite par Hydro-Québec quant à l'uniformité territoriale des tarifs et l'allocation des coûts des actifs. La Régie doit maintenir un tarif uniforme dédié à la charge locale, un tarif différencié à l'exportation pour les activités d' Hydro-Québec Production et un ou des tarifs définis en fonction des coûts pour les différents transits utilisés par des tiers incluant une charge commune qui restera à définir. Ces tarifs devraient tous permettre une juste et équitable répartition des coûts et permettre à Hydro-Québec de recouvrer l'ensemble de ses coûts incluant un rendement financier raisonnable que déterminera la Régie.
4. Au niveau de la répartition juste et équitable des coûts, la Régie doit exiger qu'Hydro-Québec procède à une allocation distincte des coûts pour certaines fonctions particulières :

La fonction ligne à courant continu : Cette ligne sert essentiellement à l'exportation, elle est plus coûteuse que les autres lignes du réseau et l'intégration du coût peu amorti de cette ligne au coût unitaire des anciennes lignes (moins coûteuses et plus amorties) crée un interfinancement indu des exportations au détriment de la clientèle québécoise.

La fonction Interconnexion : Cette fonction a beaucoup de similitudes avec la précédente en termes de coûts et du niveau d'amortissement. Il est nécessaire d'identifier de façon plus précise des parts d'utilisation respective de chacune des activités utilisant les interconnexions afin de permettre une allocation plus juste de cette fonction et éviter tout interfinancement indu et caché des exportations.

La fonction Soutien : Cette fonction regroupe de nombreux coûts dont la nature ne permet pas de conclure qu'ils varient en fonction de la puissance à l'heure de pointe. Une allocation en fonction de l'énergie serait plus appropriée.

La fonction Raccordement à des clients spécifiques et aux clients du tarif L : Les coûts de cette fonction semblent directement liés à des clients spécifiques, comme son nom l'indique. Imputer ce coût dans la base de tarification commune pénalise indûment la catégorie domestique.

5. La Régie doit s'assurer que les termes du document *Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec* (HQT-11, doc. 2) assurent la priorité absolue de service aux clients québécois.
6. La Régie doit exiger qu'une section distincte du document *Tarifs et Conditions* soit consacrée aux modalités de desserte de la charge locale et inclut les ajouts suivants : (Appui à l'Acef de Québec)
 - Hiérarchie de réservation dans l'ordre suivant : 1- Charge locale (sans avoir à réserver proprement dit) 2- Réseau intégré 3 Point à point ferme de long terme 4- Point à point ferme de court terme 5- Point à point non ferme.
 - Hiérarchie de délestage en cas de panne partielle ou de contrainte (articles 13.6, 33.5) dans l'ordre suivant : 1- Non ferme 2- Point à point ferme de court terme 3- Point à point ferme de long terme 4- Réseau intégré et charge locale.
7. En vertu de l'article 33.3, l'allocation des coûts d'une nouvelle répartition des ressources doit être faite entre les clients du service point à point ferme, la charge locale et le réseau intégré. Cette façon de procéder ne peut être acceptable qu'en autant que les trois parties conviennent d'un commun accord qu'il est de leur intérêt mutuel d'aller de l'avant avec l'ajout proposé. Si la nécessité de cette nouvelle répartition est due uniquement à une

demande du service point à point, et ce, sans que les usagers québécois n'en retirent un bénéfice quelconque, le demandeur de service devrait assumer les coûts en totalité.

- Les intervenantes recommandent aussi que soient modifiés tous les articles permettant de faire payer conjointement pour un ajout de capacité ou une nouvelle répartition des ressources les clients de la charge locale et les clients à l'exportation. Une comptabilité séparée devrait être initiée dès maintenant en fonction de la causalité des coûts et du principe utilisateur-payeur. De même qu'une allocation distincte telle que spécifiée au point 3 précédent. Ce n'est que de cette façon qu'il sera possible de déterminer le coût réel des exportations et la rentabilité de ces dernières. A cet égard, le Regroupement exhorte la Régie à refuser que le projet Grand-Brûlé-Vignant, maintenant rejeté par le gouvernement, demeure dans la base de tarification de Trans-Énergie. La Régie se doit aussi de remettre en question la présence dans la base de tarification de projets non encore approuvés ou dont la date de mise en exploitation et l'utilisation finale ne sont pas encore connues et validées.

- Le Regroupement réitère la nécessité que soient modifiés tous les autres articles du *Contrat* (HQT-11, doc. 2) qui ne permettent pas la reconnaissance de la priorité de service devant être accordée en tous temps à la charge locale. De l'avis des intervenantes, il est inacceptable que les clients à l'exportation soient placés sur un même pied d'égalité que les clients québécois à cet égard compte tenu, entre autres, du contexte québécois fort particulier.

- De l'avis des intervenantes, si le *Contrat* tel que libellé selon les modifications proposées afin de respecter le contexte québécois ne recevait pas l'aval de la FERC faute de respecter intégralement les modalités prescrites par cette dernière dont la réciprocité exigée ou tout autre élément, ARC-FACEF-CERQ recommandent qu'Hydro-Québec dépose alors une requête auprès de la Régie de l'Énergie afin que cette question soit débattue publiquement. Ainsi, il serait possible d'évaluer, si compte tenu des profits et des avantages réels inhérents à la participation d'Hydro-Québec sur les marchés américains (à démontrer par la société d'État), les québécois trouvent justifié, entre autres de perdre leur statut de « clients-actionnaires privilégiés » pour devenir une « charge locale », sans plus de droits que tout autre usager extérieur.

Bref, ces questions fondamentales remettent en exergue l'importance des décisions qu'ont prises unilatéralement le gouvernement et Hydro-Québec relativement à la participation de cette dernière au marché américain de l'électricité et ce, même si en bout de ligne cela impliquait un recul pour les consommateurs québécois en termes de priorité de service, de la transparence et des coûts à payer pour de nouvelles lignes qui seraient dédiées aux exportations par exemple.

8. La Régie doit exiger une séparation fonctionnelle plus rigoureuse entre les différentes entités d'Hydro-Québec. La Régie se doit d'aborder la présente cause en considérant TransÉnergie comme une entité en soi indépendamment du fait qu'Hydro-Québec Distribution et le bras commercial d'Hydro-Québec Production demeurent ses principaux clients. À notre avis, le fait qu'Hydro-Québec ait déposé une proposition tarifaire avec une méthode d'allocation aussi incongrue que le 1PC pour son réseau de

transport et que cette méthode permette de favoriser indûment les exportations, donc les activités non-réglées, constitue un indice suffisant nous permettant de questionner sérieusement le caractère «hermétique» de la soi-disant séparation fonctionnelle mise en place par Hydro-Québec. (Voir section 1.1).

9. La Régie doit rejeter la proposition d'Hydro-Québec d'uniformiser les taux de pertes, car ceci revient, dans les faits, à demander aux consommateurs québécois de subventionner partiellement les activités d'exportation d'Hydro-Québec. Rien ne justifie cette proposition d'Hydro-Québec. Au contraire, les nouvelles pratiques commerciales intensifiant la différence entre les taux de pertes.

10. ARC-FACEF-CERQ recommandent que la question des rabais soit traitée comme un programme commercial et exige qu'une demande soit déposée à cet effet par Hydro-Québec afin qu'en soient correctement soupesés les tenants et les aboutissants. Hydro-Québec ne prévoyant pas devoir recourir à l'octroi de tels rabais au cours des 3 ou 5 prochaines années, cela laisse amplement de temps pour se pencher sur la question convenablement, compte tenu des lacunes notées dans les explications fournies par les représentants d'Hydro-Québec relativement à l'appréciation de la rentabilité des décisions ayant été prises et de la complexité du sujet. Le Regroupement exhorte la Régie à refuser la demande de TransÉnergie à l'effet que cette dernière puisse avoir toute discrétion dans l'octroi des rabais (voir chapitre 7). Les tarifs ne sont pas encore déterminés et il faudrait dès maintenant selon la proposition d'Hydro-Québec discuter de la question des rabais pour le service point à point de court terme. Il nous apparaît prématuré de discuter davantage de cette question maintenant.

11. Les échanges qui ont eu lieu lors des audiences sur la nécessité ou non d'une fermeture réglementaire des livres ont convaincu les représentants d'ARC-FACEF-CERQ de la nécessité qu'Hydro-Québec se plie à cette procédure réglementaire. Seule cette

façon de faire permettrait de valider la justesse et la raisonnable des tarifs qui résulteront de la proposition tarifaire d'Hydro-Québec qui, nous l'espérons, devra être amendée suite aux commentaires des divers intervenants, dont le Regroupement.

12. La Régie doit exiger le dépôt d'une nouvelle proposition tarifaire tenant compte des modifications précédentes et toutes autres jugées pertinentes.

CHAPITRE 1 - Contexte

Le 1er mai 1998, Hydro-Québec déposait en vertu de l'article 48 de la Loi 50 sur la Régie de l'Énergie une demande relative à la modification et à la fixation des tarifs de transport, dossier R-3401. Cette demande aura pris trois ans avant d'être prise en délibéré par le présent panel compte tenu de la complexité du dossier et des nombreux rebondissements l'ayant caractérisé.

La proposition d'Hydro-Québec dans le présent dossier n'est somme toute que l'aboutissement d'une longue saga politico-juridique ayant débuté par la présentation par Hydro-Québec d'une proposition à la Régie visant la détermination des modalités d'établissement et l'implantation des tarifs de fourniture d'électricité, dossier R-3398-98.

On se rappellera que dans cette cause Hydro-Québec voulait déterminer le prix initial de la fourniture en déduisant la composante transport du tarif L (haute tension). Au-delà du problème que la proposition initiale d'Hydro-Québec créait une boîte noire au niveau des coûts de production plusieurs intervenants soutenaient que les coûts de transport qu'Hydro-Québec voulait déduire du tarif L ne correspondaient pas nécessairement aux coûts réels puisque, entre autres choses, on incluait dans les actifs de transport certains équipements qui devraient plutôt se retrouver dans les actifs de production (GRTAs). La problématique était importante car elle avait un lien direct avec

la détermination du coût de la fourniture. La proposition d'Hydro-Québec impliquait un tarif de transport élevé compte tenu des actifs ajoutés à sa base de tarification au bénéfice de la production qui en était d'autant moins élevée.

La Régie a recommandé au gouvernement dans sa décision A-98-01 le rejet de la proposition d'Hydro-Québec et elle soulignait ce qui suit, à la page 7 :

« La Régie ne retient pas cette approche pour les motifs suivants. En premier lieu, en vertu de l'article 48 de la loi constitutive, la Régie a notamment la compétence de fixer les tarifs de transport de l'électricité. Il importe de rappeler que cette disposition de la loi s'inscrit dans les orientations privilégiées par le gouvernement du Québec dans le cadre de sa politique énergétique. En fait, cette disposition permet de respecter l'exigence de réciprocité formulée par la *Federal Energy Regulatory Commission* compte tenu que l'activité transport représente la clé de voûte de l'ouverture des marchés de l'électricité en Amérique du Nord. »
(citations omises)

Il serait trop long et fastidieux de relater les nombreux rebondissements qu'a connus le dossier depuis son introduction le 1^{er} mai 1998, qu'il suffise de se rappeler l'adoption de la directive no 1 et de la *Loi modifiant la loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives* (L.Q. 2000, c. 22) (Projet de loi 116).

En effet, le 27 janvier 1999, le gouvernement approuvait par son décret No.53-99 la directive N° 1 du ministre des Ressources naturelles à la Régie enjoignant celle-ci de poursuivre comme orientation la continuité et la pérennité de la reconnaissance des activités de transport d'Hydro-Québec antérieures au nouveau régime réglementaire applicable. La directive obligeait la Régie lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité, de reconnaître comme prudemment acquis et utiles pour l'établissement de la base de tarification, les actifs de transport en exploitation ou dont la construction a été autorisée avant la date d'entrée en vigueur du règlement requis en vertu du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 73 de la Loi et pris en vertu du paragraphe 6° de l'article 114 de la Loi, ainsi que les contrats en cours affectant le service de transport, conclus avant le 27 janvier 1999.

Le 6 juin 2000, cette directive a été jugée nulle, illégale et *ultra vires* par la juge Pierrette Rayle de la Cour Supérieure (No. 500-05-048735-995). L'Honorable juge Rayle, loin d'être dupe des véritables intentions du ministre, stipulait à la page 29 de son jugement que « (...) *le tribunal estime que la raison d'être de cette directive est simple : le gouvernement du Québec ne veut pas que la Régie puisse, en exerçant son pouvoir discrétionnaire, arriver à la conclusion (possiblement embarrassante) que certains actifs autorisés par le gouvernement sous le régime antérieur doivent être exclus de la base de tarification suivant les normes édictées par l'article 49.1* ». Le 16 juin 2000, l'Assemblée nationale modifiait tout de même la *Loi sur la Régie* (Projet de loi 116) en changeant notamment la définition du réseau de transport, en ajoutant le paragraphe 11 de l'article 49 et en ajoutant l'article 164.1 aux fins d'incorporer, à toutes fins pratiques, la directive N° 1 au nouveau texte de loi.

Ce n'est pas la première fois que le gouvernement du Québec abuse de ses pouvoirs techniques et juridiques dans le domaine de l'énergie pour parvenir à ses fins. On se souviendra assez facilement que le gouvernement a fait adopter suite à la tempête de verglas qui a sévi du 5 au 9 janvier 1998 la *Loi concernant la construction par Hydro-Québec d'infrastructures et d'équipement* (L.Q. 1999, c. 27) afin d'exempter rétroactivement les nouvelles constructions des autorisations requises par plusieurs lois dont la *Loi sur la qualité de l'environnement*.

Le Bureau d'Audiences Publiques sur l'Environnement a récemment rejeté les prétentions d'Hydro-Québec à l'effet que la ligne Grand-Brûlé-Vignant devait être construite pour la desserte de la charge locale (bouclage «anti-verglas») et le ministre de l'Environnement, dans une surprenante volte-face, compte tenu des actions déjà posées par son gouvernement en faveur de cette ligne, acquiesçait aux recommandations de rejet de ce projet.

Le même exercice a aussi permis de démontrer qu'il en était de même pour les prétentions concernant la justification de la ligne Hertel Des Cantons. Ces deux projets, bien que clairement dédiés à des fins d'exportation avant tout, ont tout de même été inclus dans la base de tarification, ce qui a pour effet d'obliger les clients québécois à payer une bonne partie des frais sous le faux

prétexte de consolider le réseau, d'où la nécessité, à notre avis, d'une allocation distincte lorsqu'il s'agit de projets bénéficiant avant tout à la fonction Exportation d'Hydro-Québec Production. Les orientations et la mauvaise foi d'Hydro-Québec et du gouvernement ne sont plus à démontrer en la matière, c'est pourquoi il est impératif que la Régie établisse une distinction nette entre les coûts des fonctions dédiées aux exportations et ceux des fonctions pour la desserte des clients québécois.

Cette attitude déplorable du gouvernement et d'Hydro-Québec était longuement soulignée par M^e André Turmel, un avocat en droit de l'énergie et ancien procureur à la Régie de l'énergie lors d'une conférence donnée dans le cadre du Congrès du Barreau du Québec : *Droit administratif et droit de l'énergie : lignes à haute tension, niveau des barrages, facture énergétique et changement climatiques* :

« De plus, le gouvernement s'assure du même souffle que toutes les constructions d'infrastructures¹⁶ identifiées dans la loi sont rétroactivement exemptées des autorisations prévues à la *Loi sur Hydro-Québec*¹⁷, à la *Loi sur l'expropriation*¹⁸, de même qu'en vertu de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*¹⁹, la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*²⁰ et enfin, la *Loi sur la qualité de l'environnement*²¹. Le gouvernement décide également par le biais de sa loi de surseoir aux pouvoirs de la *Loi sur la Régie de l'énergie*²² en matière d'autorisation et de remplacer celle-ci par une autorisation donnée par le gouvernement²³. Le gouvernement fait de même pour l'établissement de la base de tarification aux fins des pouvoirs de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, pourtant le cœur de sa mission, considérant prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité les éléments de ces constructions²⁴. Cette loi est entrée en vigueur le 19 juin 1999²⁵.

Ce qu'on peut retenir de cette saga météorologique, juridique et législative, c'est que l'État québécois n'hésite pas à recourir à tout son arsenal technique et juridique pour parvenir à ses fins. Invoquant le caractère d'urgence relatif prévalant effectivement à l'hiver et au printemps 1998, le gouvernement a alors passé outre à tout son corpus législatif prévoyant toute une gamme d'autorisations.

Près de trois ans après les événements de janvier 1998, et près de deux ans après le jugement Rousseau, le gouvernement continue malgré tout à agir dans la même foulée en faisant adopter d'autres décrets reliés à la crise du verglas qui permettent la construction d'équipements de transport d'électricité²⁶.

16 Voir article 2.

17 *Supra*, note 9.

18 L.R.Q., c. E-24.

19 *Supra*, note 11.

20 *Supra*, note 8.

21 *Supra*, note 10.

22 L.R.Q., c. R-6.01.

23 Voir article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* avant la modification par la Loi 116, *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*, L.Q. 2000, c.22.

24 Voir article 49 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

25 Voir article 10 de la *Loi concernant la construction par Hydro-Québec d'infrastructures et d'équipements suite à la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998*.

26 Voir notamment le décret D1450-2000 concernant l'autorisation à Hydro-Québec de construire le poste de l'Outaouais à 315-230 kV, d'une capacité de 1 250 MW, ainsi que les infrastructures et équipements connexes et d'acquérir par voie d'expropriation les immeubles et droits réels requis à cette fin (publié le 3 janvier 2001). »

Nous verrons plus en détail dans le chapitre de notre argumentation intitulé « Le cadre réglementaire » l'effet des changements législatifs instaurés par la Loi 116 relativement au tarif de transport et surtout quelle est la conséquence des modifications sur la méthode d'allocation des coûts du service de transport.

1.1 - Séparation fonctionnelle

Hydro-Québec, avec l'aval du gouvernement, clame sur toutes les tribunes que nous sommes dans un nouveau contexte d'ouverture et de concurrence du marché de l'électricité à l'échelle nord-américaine et que ce contexte justifie tout ce qu'Hydro-Québec a fait et fera dans l'avenir (pages 3 à 6, argumentation Hydro-Québec). C'est dans cette perspective de transformation de l'industrie électrique nord-américaine qu'Hydro-Québec a fait approuver un tarif de transport (Règlement 652 lequel a été remplacé par

le Règlement 659) par le gouvernement du Québec afin qu'elle puisse obtenir de la FERC un permis pour vendre l'électricité directement dans les marchés américains et ce, tel que le recommandait la Régie dans sa décision A-98-01 :

« La transformation de l'industrie électrique nord-américaine révèle l'introduction de mécanismes favorisant une plus grande concurrence et ce, particulièrement dans les régions où les prix de l'électricité sont élevés. Dans cette perspective, Hydro-Québec a fait approuver un tarif de transport par le gouvernement du Québec et a obtenu de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), via sa filiale Hydro-Québec Energy Services (US) Inc., un permis pour vendre l'électricité directement dans les marchés américains sur la base du prix du marché. Au Québec, les marchés de gros sont accessibles, sous certaines conditions, à d'autres fournisseurs d'électricité depuis le 1^{er} mai 1997. » (notes en bas de page omises)

Hydro-Québec, pour vendre directement sur le marché de gros aux États-Unis, doit se conformer aux nouvelles règles régissant le marché continental de l'énergie dont, entre autres, les exigences de la FERC en matière d'obligation de réciprocité d'accès (page 29 argumentation Hydro-Québec).

On a maintenant, avec les nouvelles ordonnances 2000 et 2000A de la FERC, un nouveau débat, soit celui des organisations régionales de transport (RTO). On peut sérieusement se demander comment TransÉnergie entend répondre à ces nouvelles exigences américaines. On a pu constater lors du contre interrogatoire de M. Jacques Régis que cela ne semble pas vraiment les préoccuper puisqu'ils considèrent qu'ils sont *in se* un RTO :

« Alors, comme j'ai dit, c'est clair que, pour nous, TransÉnergie, le réseau TransÉnergie, nous avons la taille, nous avons toutes les caractéristiques nécessaires pour être en soi l'équivalent d'un RTO. Et dans ce sens-là, ça ne reflète que ça. Mais on se préoccupe toujours de voir ce qui se passe autour de nous. Puis je pense, ça aussi, c'est normal parce que, comme vous savez, on est dans un ensemble nord-américain qu'il faut aussi suivre qu'est-ce qui se passe chez nos voisins. Et, ça, ça fait partie aussi de nos responsabilités, de s'assurer qu'on est

au fait de ce qui se passe un petit peu autour de nous. Mais est-ce qu'il est exact de dire que TransÉnergie ne participe pas aux discussions au sein du ECTO? Je pense qu'il y a eu des discussions préliminaires, pour vous dire, au départ. On a été effectivement présents puis, comme je vous dis, intéressés à comprendre quel était le besoin, quelles étaient les possibilités. Nous avons choisi de ne pas poursuivre dans cette voie-là compte tenu du fait que nous avons ici toutes les caractéristiques, je pense,

Q. Est-ce que ce serait exact de dire que vous avez considéré TransÉnergie, que vous êtes à ce point gros que vous n'avez pas à vous unir avec d'autres partenaires et que vous formez en soi un RTO?

R. Je pense que, nous, notre appréciation, c'est simplement de dire que nous avons la taille qu'il faut pour être l'équivalent. J'appelle ça l'équivalent parce que je pense que TransÉnergie, je vous ai montré le modèle, c'est un modèle adapté au Québec, et aux caractéristiques que nous avons chez nous. Et dans ce sens-là, nous avons tout ce qu'il faut. Je pense qu'on n'a pas un problème de taille et de masse critique contrairement à d'autres, je pense, qui peuvent être dans cette situation-là. Alors, c'est pour ça que je vous ai donné la réponse que je vous ai donnée »

(notes sténographiques, pages 199-200)

La question sous-jacente et embarrassante pour Hydro-Québec en ce qui concerne les RTO est l'exigence d'indépendance quasi absolue entre les entités Production, Transport et Distribution. La structure utilisée pour contrôler, coordonner et organiser les opérations est elle-même sujet de controverse. Doit-on mettre en place un modèle Transco ou Gridco ou ISO/PX ou ISO ou TLR ? On discute chez nos voisins du sud et partout dans le monde en long et en large de ces questions et le débat est loin d'être terminé.

Hydro-Québec se compare à un modèle Transco à la page 10 de son argumentation écrite et elle soumet qu'il n'est pas juste de la comparer avec d'autres structures différentes. Le modèle Transco selon notre compréhension n'est rien de plus qu'une entité qui est propriétaire du réseau

de transport et du contrôle des opérations. À notre connaissance, Hydro-Québec n'a pas fait allusion avant sa plaidoirie écrite à cette question de modèle Transco et ainsi il nous est difficile d'aller au-delà des principes sur ce point. Quoi qu'il en soit, le modèle Transco doit être indépendant de l'entité Production et Distribution. Le fait d'utiliser une entité distincte n'enlève rien au niveau des exigences de base requises par la nouvelle situation d'Hydro-Québec qui regroupe maintenant des activités réglementées et déréglementées et par la FERC.

La raison pour laquelle on utilise un modèle Transco repose en grande partie sur le concept que l'on croit que l'entité étant motivée par l'opportunité de réaliser des profits, il n'y pas lieu d'avoir des règles strictes pour régir ses opérations. En gros, on veut laisser croire qu'à partir du moment où TransÉnergie a un intérêt à réaliser des profits, elle n'a pas intérêt à favoriser qui que se soit au détriment de ses propres profits. Cette façon de voir à été remise en cause par certains intervenants et trouve également écho chez nos voisins américains² :

« (,,,) In part, the motivation for creating a Transco is to exploit the incentive effects of the profit motive. Presumably the profit opportunities would provide inducement for improved operations and market responsive investment. At a minimum, with ownership of significant assets, there is an argument that regulators would have greater leverage in controlling the performance of Transcos.

The strongest claims are that the profit motive is all that would be needed, and with appropriate incentive regulation the Transco could be left to devise its own rules for transmission access, operations and detailed pricing. By this argument, mere establishment of a for-profit Transco would dispense with the difficulties of evaluating the pricing and access rules for transmission and system operations.²⁸ Apparently through some type of incentive regulation, an independent Transco would support a non-discriminatory, competitive electricity market that meets

² William W. Hogan, « Regional Transmission Organizations : Millennium Order on Designing Market Institutions for Electric Network Systems (may 2000) » on peut retrouver le texte intégral sur internet : <http://ksghome.harvard.edu/~whogan.cbg.ksg/>.

the Commission's public policy goals. While this may be a theoretical possibility, there is no known system of incentive regulation that could achieve this result. The difficulties to be overcome would begin with the same set of problems that complicate the process of setting the rules for system operation. At the core is the uncomfortable reality that there is no simple definition of the output of the transmission system. Efficient transmission is far more than electric throughput – it is a complex service with many dimensions and substantial network interactions. Were this not true, there would probably be no need for a system operator in the first place.

The Federal Trade Commission (FTC) has identified a flaw in the argument that a Transco would necessarily have the right incentives to support a competitive electricity market.²⁹ A critical problem appears in the possible substitution between transmission and generation. We learned from many years of utility investment planning analysis that there is always a tradeoff between generation and transmission solutions when the system becomes constrained. It follows then that ownership of the wires and control of system operations (which means controlling the dispatch) would create an inherent conflict of interest for a Transco, with incentives to tilt operations to induce or preclude investment so as to benefit the Transco.

28 For example, see Curt L. Hébert, Jr., «Moving the RTO Debate,» *The Electricity Journal*, March 1999, pp. 20-23.

29 Federal Trade Commission Before Public Service Commission of the State of Mississippi, Docket No. 96-UA-389, August 28, 1998. Federal Trade Commission Before the Federal Energy Regulatory Commission, In the Matter of Entergy Services, Inc., «Comments of the Staff of the Bureau of Economics of the Federal Trade Commission,» Docket No. EL99-57-000, May 27, 1999. »

Quoi qu'il en soit, la Régie ne peut se satisfaire de cette position tardive et non débattue en audiences d'Hydro-Québec qui se compare maintenant à un Transco et se doit de rechercher une séparation plus effective entre les entités de la société d'État.

Cette question de séparation fonctionnelle est pourtant fondamentale afin d'assurer l'étanchéité au niveau des prises de décision et s'assurer que l'activité déréglementée n'est pas indûment favorisée dans le processus. À cet égard, il est intéressant de noter les réponses d'Hydro-Québec lors du contre-interrogatoire du 23 mai 2001, aux pages 119 à 123, où il est ressorti clairement que si la séparation fonctionnelle est relativement bien établie au niveau des employés (et ici encore, certaines mesures mises en place apparaissent plutôt dérisoires), les têtes dirigeantes répondent toutes au même actionnaire et Hydro-Québec, l'entité « globale », par le biais de son président-directeur-général et de son conseil d'administration, voient toujours au développement de l'entreprise. À cet égard, une réelle séparation administrative serait nettement plus convaincante :

« R. Y compris le montant d'argent que l'on va mettre à l'annexe H du contrat ou des Tarifs et conditions.

Q. « Anyway ». C'est le point que je voulais faire avec vous. Hier, toujours à monsieur Bastien, hier, monsieur Tourigny, excusez, à monsieur Roberge, maître Tourigny a posé plusieurs questions relatives à la séparation fonctionnelle des employés à, moi ce que j'appellerais les employés plus à la base des employés de TransÉnergie, nous, c'est à la tête qu'on veut regarder ça un petit peu, ce qui nous intéresse vraiment. Pouvez-vous nous confirmer que le président de TransÉnergie relève directement du p.d.g. d'Hydro-Québec ?

MONSIEUR FRANÇOIS ROBERGE :

R. Oui.

Q. La vision globale d'Hydro-Québec intégrée, c'est le p.d.g. et le c.a. d'Hydro-Québec qui la décide ?

R. Oui

Q. La préoccupation de l'actionnaire, elle est décidée où dans l'entreprise intégrée ? (notes sténographiques, vol. 24, page 119)

(...)

MONSIEUR FRANÇOIS ROBERGE :

R. Voulez-vous donc répéter la question, s'il vous plaît ?

Q. La question, au niveau de la préoccupation de l'actionnaire, elle est décidée où dans l'entreprise intégrée ?

R. Au conseil d'administration d'Hydro-Québec (notes sténographiques, vol. 24 page 123) »

Il est important de constater que ces décisions de participer à la libéralisation du marché de gros ont été prises alors que le gouvernement, actionnaire d'Hydro-Québec, était également celui qui avait la responsabilité d'approuver les tarifs d'électricité. Il faut également se rappeler que le mode d'examen des tarifs en vigueur avant la création de la Régie était inadéquat et manquait totalement de transparence. Nous osons croire que, considérant que le débat se fait dorénavant à la Régie dans le cadre d'un processus rigoureux, clair et transparent, les exigences seront très différentes de celle vécues lors des travaux en commissions parlementaires.

1.2 - Allocation des coûts et Cohérence réglementaire

La décision D-2000-102) de la Régie stipulait clairement l'importance de l'allocation des coûts, un thème qui a été par ailleurs suggéré par de nombreux intervenants incluant le CERQ et ARC-FACEF :

« La Régie partage l'avis formulé par plusieurs intervenants à l'effet que l'allocation des coûts constitue un sujet essentiel dans la présente cause et demande à Hydro-Québec de couvrir ce thème dans sa requête de façon détaillée. » (page 62)

La Régie rappelait aussi, dans cette même décision que :

« (...) la méthodologie d'allocation des coûts devrait respecter certains principes standards dont les liens de causalité des coûts. (...) La Régie considère que la méthodologie d'allocation des coûts tient normalement compte des composantes puissance et énergie des coûts

et demande à Hydro-Québec de définir et de justifier la répartition puissance-énergie des coûts. » (page 62)

Cette question de composante puissance et énergie est fondamentale pour en arriver à une méthode d'allocation juste et équitable. Contrairement à ce qui est allégué par Hydro-Québec dans son argumentation à la page 141, M. Michel Bastien n'a osé contredire que selon toute probabilité on utiliserait la même méthode d'allocation dans la distribution que l'on aura utilisée dans le transport :

- « Q. Selon vous, est-ce qu'on doit appliquer la même méthode 1 PC lors de l'allocation par catégorie tarifaire du coût de transport attribuable au distributeur ou on va changer de méthode?

M. MICHEL BASTIEN:

- R. Bien, c'est-à-dire qu'on pourrait prendre la même méthode, ce qui serait cohérent, mais il n'y a absolument aucune règle qui établit un lien de causalité entre un et l'autre. Ça pourrait être, enfin, toute méthode qui sera reconnue par la Régie de l'énergie comme étant juste et raisonnable, là, dans le contexte des tarifs au détail.
- Q. Mais comme vous, là, comme responsable des activités de distribution, vous devez avoir une opinion? Est-ce qu'on va appliquer 1 PC ou on va changer de méthode quand on va arriver à faire la distribution, on va appliquer la même méthode qu'on a suivie dans le transport ou...
- R. Je vais répéter la même réponse, comme responsable, comme vous dites, là, de ces questions-là, je pense que si Hydro-Québec avait à faire une proposition à la Régie sur la façon appropriée de répartir les coûts de transport au niveau des catégories tarifaires, ça serait d'utiliser la même méthode. »

(notes sténographiques, pages 119-120)

D'ailleurs, la Régie, dans sa décision D-98-88 écrivait à la page 8 :

« En second lieu, la Régie considère que certains principes réglementaires spécifiques au transport de l'électricité pourront également être appliqués à la réglementation des activités de distribution d'Hydro-Québec ».

L'utilisation de la même méthodologie d'allocation des coûts dans cette cause et dans la partie « Transport » de la future cause « Distribution » est communément appelée « Cohérence méthodologique ». La cohérence méthodologique reflète l'idée qu'il est essentiel de toujours tarifier en fonction des mêmes facteurs qui expliquent la cause de la construction et de l'utilisation des installations (causalité des coûts, utilisateur-payeur).

En l'espèce Hydro-Québec prétend faussement que les coûts de toutes les différentes fonctions des actifs de transport s'expliqueraient seulement par la pointe maximale de la demande. Ainsi, à notre avis, si la Régie accepte cette fausse prémisse mise de l'avant par Hydro-Québec dans cette cause, elle sera à nouveau reprise dans la répartition des coûts de transport par catégories tarifaires dans la future cause « Distribution ».

En pratique, Hydro-Québec obtiendra deux avantages injustifiés dans sa proposition si sa méthodologie dite « méthode 1 PC » est retenue par la Régie :

- Elle fera financer par les consommateurs québécois une partie des installations requises à l'exportation d'électricité d'Hydro-Québec;
- Elle aura réussi à tarifier indûment les consommateurs québécois ayant choisi le chauffage électrique et n'ayant pas le choix de consommer de l'électricité à l'heure de pointe (éclairage, cuisson, etc.)

Les résultats de l'application de la méthode et des principes qui seront retenus sont, à notre avis, très importants. Ceci revêt un aspect fondamental dans le contexte électrique québécois fondé sur le concept d'un pacte social qui lie la société d'État aux consommateurs québécois, en vertu duquel la

clientèle québécoise bénéficie de tarifs d'électricité uniformes, stables et parmi les plus bas en Amérique du Nord.

En ce qui concerne les expériences américaines et canadiennes, nous considérons qu'elles sont pour ainsi dire fort peu utiles puisqu'elles ne permettent pas d'identifier une entité ou un modèle qui pourrait un tant soit peu s'apparenter par analogie au modèle québécois. Le système électrique québécois est unique au monde et l'entreprise qu'est Hydro-Québec l'est par conséquent tout autant. Les témoins d'Hydro-Québec n'ont cessé de répéter que cette dernière était incomparable en raison de ses particularités. On a également répété aussi souvent que possible que le réseau d'Hydro-Québec avait été planifié et géré comme un réseau intégré au reste de l'entreprise globale. Curieusement, ce même réseau unique au monde utilisait la méthode 12 PC en 1997 pour récupérer ses coûts de fonctionnement. Lorsqu'on a voulu obtenir des précisions sur le changement d'attitude d'Hydro-Québec dans le présent dossier par rapport à ce qui se fait depuis toujours à l'interne et notamment en 1997 lors de l'adoption du Règlement 652, la réponse obtenue a été : « *c'est vrai mais l'idée c'était de changer le moins possible le pro forma pour avoir notre permis* » (p. 139 des notes sténographiques du 17 mai 2001). Il aurait été beaucoup plus simple d'avouer l'évidence à l'effet qu'en aucun temps, avant la présente cause, Hydro-Québec n'avait utilisé de méthode d'allocation dont la composante énergie était exclue. Pis encore, c'est la méthode 12 PC qui avait été utilisée lors du dépôt du dossier R-3398-98, alors que les témoins d'Hydro-Québec ont prétendu le contraire lors des présentes audiences.

Le pacte social et les choix qui ont été faits dans la manière d'alimenter les consommateurs en énergie et en puissance sont d'autant des caractéristiques uniques du système électrique québécois. Toute modification au système en place et aux causes ayant amené sa mise en service amène des implications considérables pour la société québécoise.

1.3 - Développement durable

Nous aurions aimé également pouvoir discuter par exemple de développement durable tel que le prévoit l'article 5 de la Loi mais malheureusement le présent dossier n'a fait qu'effleurer la problématique et n'a pas permis aux intervenants concernés de présenter les éléments nécessaires pour mettre en place une véritable dynamique et une philosophie de développement durable.

À titre d'exemple, comment peut-on parler d'efficacité énergétique quand on ne peut questionner le bien fondé d'exporter à rabais notre électricité ? On aurait aimé questionner l'intérêt des consommateurs québécois dans les décisions d'Hydro-Québec. Vaudrait-il mieux mettre en place un véritable programme d'efficacité énergétique avant de harnacher inutilement des rivières et de construire des lignes THT ? Le rôle des intervenants sur ce point, comme on a pu le remarquer au cours des audiences, se limite à un constat d'un manque flagrant de prise en compte dans la proposition d'Hydro-Québec de la satisfaction des besoins énergétiques des québécois dans une perspective de développement durable. Les solutions et les alternatives n'ont pas fait l'objet d'un véritable questionnement et analyse. Cependant la Régie se doit, dans le choix d'une méthode et des principes en matière d'établissement de tarif de transport, de retenir la méthode et les principes qui favorisent le mieux la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable. Tel que le reconnaît dans la politique énergétique le développement durable « englobe les préoccupations économiques, sociales et environnementales, et prend en compte la notion d'équité, sur le plan individuel comme sur le plan collectif » (page 11 de la politique).

CHAPITRE 2: Cadre juridique et réglementaire

Le cadre juridique et réglementaire à l'intérieur duquel s'inscrit la présente cause tarifaire doit prendre en compte ce qui suit :

- la requérante, Hydro-Québec, est une société d'État verticalement intégrée qui contrôle 97% de la distribution d'électricité au Québec et environ 90% des équipements de production en plus d'être l'unique propriétaire et opératrice du réseau de transport.
- le Règlement numéro 659 d'Hydro-Québec, adopté par le décret ministériel 276-97 du 5 mars 1997, concernant les conditions et les tarifs du service de transport pour l'accessibilité à son réseau est assujéti à la *Loi sur la Régie de l'énergie* de sorte que toute modification aux conditions ou tarifs applicables aux différents services offerts doit faire l'objet d'une demande devant la Régie et recevoir son approbation.
- le tarif de transport en réseau intégré est une composante du tarif intégré d'électricité payé par les clients québécois de détail.
- La Régie a compétence pour s'assurer que les activités non-réglées ne puissent être subventionnées par les activités réglées.

Comme on l'a vu, le Projet de loi 116 est venu modifier la *Loi sur la Régie de l'énergie* (Loi 50) pour y soustraire de la réglementation la production et de surcroît redéfinir le réseau de transport, modifier la mission de la Régie et introduire l'obligation pour la Régie de prévoir l'uniformité territoriale de la tarification.

D'entrée de jeu, l'article 2 de la Loi 116 précise l'essence même du réseau de transport :

« **réseau de transport d'électricité** » : l'ensemble des installations destinées à transporter l'électricité, y compris les transformateurs élévateurs de tension situés aux sites de production, les lignes de transport à des tensions de 44 kV et plus, les postes de transport et de transformation ainsi que toute autre installation de raccordement entre les sites de production et le réseau de distribution; »

Pour bien saisir le sens de la nouvelle définition, il est opportun de rappeler l'ancienne définition du réseau de transport :

« **réseau de transport d'électricité** » : l'ensemble des installations destinées à acheminer l'électricité, ainsi que les lignes de transport à haute tension et les postes de répartition et de transport, autres que les équipements de production et le réseau de distribution d'électricité. »

Ainsi, pour déterminer quels seront les actifs devant faire partie du réseau de transport, la Régie doit appliquer les critères découlant de cette nouvelle définition et en tirer les conséquences.

Ce qu'on remarque de prime abord c'est que le législateur a introduit dans la définition de réseau de transport des actifs habituellement associés à la production et au transport.

On voit aussi que le législateur a voulu éliminer de la définition un procédé qui consistait à considérer actif de transport tout ce qui n'était pas un équipement de production ou de distribution. L'ancienne définition définissait assez simplement le réseau de transport et retenait qu'il n'y avait pas de vase communicant entre les actifs de transport et les actifs de production et de distribution puisque par définition, on excluait les équipements associés à la production et au réseau de distribution. Cette ancienne définition reprenait de manière assez usuelle la définition d'un réseau de transport électrique.

Généralement l'industrie définit son réseau de transport de façon assez similaire. Par contre, nous avons tenté de retrouver dans les législations canadiennes et américaines une définition du réseau de transport se rapprochant un tant soit peu de celle établie par la Loi 116. À première vue, pareille définition semble sortir des sentiers battus puisqu'il nous a été

impossible de retrouver une définition se rapprochant de la définition du réseau de transport telle que nouvellement établie par le gouvernement. Dès lors, nous devons reconnaître qu'Hydro-Québec a réussi, après plusieurs tentatives infructueuses devant la Régie (R-3398-98, R-3405-98,...) et les tribunaux de droit commun (jugement de l'Honorable Pierrette Rayle No. 500-05-048735-995) à obtenir du législateur qu'on évite, devant la Régie, tout le débat sur les actifs de transport reliés à la production (GRTAs).

Cependant, contrairement à ce qu'Hydro-Québec allègue, soutenue par un intervenant dit-elle à la page 134 de son argumentation, une tarification par fonction n'est pas une façon détournée d'obtenir le même résultat.

On voit à la lecture du texte de la nouvelle définition qu'il s'agit d'une définition qui ajoute au sens commun d'un réseau de transport d'électricité. Le législateur, en utilisant les mots « y compris », voulait ajouter au sens communément reconnu.

Le Petit Robert définit les mots « y compris » comme suit :

COMPRIS, ISE p.p. adj. **1° Contenu dans qqch.** *Je vous cède mes terres, la ferme comprise (ou la ferme y comprise). Il s'est fâché avec toute sa famille, y compris sa sœur. (...)* »

Ainsi, la seule conclusion logique pour laquelle le législateur a voulu ajouter les équipements énumérés après le terme « y compris », c'est qu'il ne considérait pas le terme « l'ensemble des installations destinées à transporter l'électricité » comme étant suffisamment précis et complet pour inclure ce genre d'équipement. Le législateur a voulu développer en y ajoutant les mots « y compris » suivis d'une énumération, ce faisant, il en a limité la portée à des équipements semblables à ceux qui y sont mentionnés.

Autrement dit, non seulement il doit s'agir d'installations destinées à transporter de l'électricité mais en plus, elles doivent être de la même nature ou assimilables à celles qui y sont mentionnées.

Louis Philippe Pigeon dans *Rédaction et Interprétation des Lois* met en garde contre le procédé qui consiste à définir par énumération et il énonce plusieurs inconvénients.

« L'énumération a un autre inconvénient : elle risque toujours de donner naissance à l'application de la règle *expressio unius est exclusio alterius* : la mention spéciale d'un cas est l'exclusion implicite des autres cas. C'est une règle dont la portée est si difficile à préciser que l'on est loin de l'appliquer toujours. Elle découle du fait que, en législation, on n'est pas censé parler pour ne rien dire. Alors si, à une définition qui, en elle-même, serait complète, on ajoute une énumération, les tribunaux vont se demander pourquoi on l'a fait. On va chercher à trouver une raison. Le plus souvent, la raison qui vient à l'esprit c'est que l'on a voulu se restreindre à ce qui est énuméré. Souvent, ce n'est pas là du tout l'intention que l'on avait. Mais il ne faut pas oublier que l'interprète de la loi doit rechercher l'intention dans les mots dont on s'est servi et toujours en présumant que l'on n'a pas écrit de mots sans nécessité. Si l'on a ajouté l'énumération, c'est que l'on ne considérait pas la définition comme suffisamment précise par elle-même. Il y a donc un double danger qui découle de l'énumération.

1° la possibilité d'une restriction insoupçonnée par la limitation aux choses de même genre que celles qui sont énumérées;

2° la possibilité que l'on en vienne à la conclusion que l'on a voulu se limiter à ce qui a été énuméré.

Le grand inconvénient de toute définition énumérative, c'est qu'il est extrêmement difficile de ne rien oublier.

Quiconque a travaillé un peu longtemps dans la législation sait une chose : on ne pense jamais à tout. Il est impossible de tout prévoir. Il survient toujours de l'inattendu, de l'imprévu. On oublie toujours certains aspects. On risque beaucoup moins de difficultés

imprévues en procédant par énoncés de principes au lieu d'énumérations. »

À notre avis, Hydro-Québec ne peut sauver la chèvre et le chou. Le législateur a modifié à sa demande la définition du réseau de transport pour éviter un débat sur les GRTAs mais il n'est jamais intervenu pour dire à la Régie comment elle doit faire l'allocation des coûts des actifs définis à l'article 2 de la Loi.

Cette modification à la Loi n'a pas réglé la problématique de l'allocation équitable des coûts des équipements. Nous sommes d'avis que la Régie doit encore aujourd'hui tenir compte dans l'établissement des tarifs de transport de la réelle utilisation de certains équipements.

À titre d'exemple, le législateur n'a pas clairement spécifié qu'il ajoutait les interconnexions au réseau de transport. Pour que les interconnexions puissent être incluses dans le réseau de transport, il faudra démontrer qu'elles font partie de l'ensemble du réseau de transport ou qu'il s'agit de toute autre installation de raccordement entre les sites de production et le réseau de distribution. Nous soumettons qu'il ne s'agit pas de l'ensemble des installations destinées à transporter l'électricité puisqu'une interconnexion peut se substituer à des équipements de production (voir page 61 de l'argumentation Hydro-Québec). S'agit-il d'installations de raccordement entre les sites de production et le réseau de distribution ? La réponse est loin d'être claire.

Ainsi, il faudra, pour déterminer à titre d'exemple si la ligne à courant continu RMCC constitue un équipement de transport ou un actif relié à la production, se demander à quelle catégorie elle doit être reliée et faire les allocations en conséquence.

Les coûts d'opérations de la ligne à courant continu peuvent être alloués à 100% à la production et ce sans que l'on enlève ces actifs de la base de tarification du transporteur. Il est bien évident dans cette hypothèse que cette allocation influencera directement les coûts des exportations mais il n'y a rien « d'illégal » dans cette façon de faire eu égard à la Loi 116. Nous ne voyons pas dans cette façon de faire en quoi le coût de l'électricité patrimonial tel qu'établi par la loi peut être affecté. Au contraire, pareille prétention d'Hydro-Québec (page 16 de son argumentation écrite) laisse croire que le gouvernement aurait subventionné les tarifs de fourniture par le biais d'un tarif de transport élevé. Si tel était le cas la Régie doit en tenir compte à tout le moins au niveau des exportations et il est indéniable qu'un jour ou l'autre la position d'Hydro-Québec va lui revenir au visage lorsqu'elle soutiendra que ces tarifs ne sont pas discriminatoires ou déraisonnables. Dès lors, il vaut beaucoup mieux dès maintenant régler cette question car personne n'a intérêt à ce que les tarifs soient jugés par qui que ce soit discriminatoires ou déraisonnables.

La Régie doit s'assurer que les tarifs sont équitables et ainsi, en vertu des circonstances, elle pourrait très bien, et ce tel que le recommande le Regroupement, en arriver à la conclusion que la méthode proposée par Hydro-Québec avantage de façon indue les exportations au détriment des petits consommateurs d'électricité et ainsi elle pourrait choisir d'allouer les coûts de la ligne à courant continu exclusivement aux exportations et cette façon de faire serait tout à fait conforme aux nouvelles dispositions de loi qui ne visent, à notre avis, qu'à protéger l'intégrité du réseau de transport d'un point de vue technique et non à déterminer une quelconque allocation de coûts.

Hydro-Québec soutient, en ce qui concerne l'ajout de l'alinéa 11 à l'article 49, que dorénavant cet article impose à la Régie la tarification timbre-poste, c'est-à-dire une tarification basée sur les coûts moyens de l'ensemble du réseau de transport. Le moins qu'on puisse dire c'est qu'Hydro-Québec voit beaucoup de

choses dans une modification qui prévoit que dorénavant la tarification doit être uniforme non seulement territorialement mais aussi sur l'ensemble du réseau de transport et qu'ainsi la Régie doit, lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport, maintenir l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du réseau de transport. À notre avis il n'y a rien dans ce nouvel alinéa qui oblige la Régie à décliner compétence sur sa mission première qui est de fixer un tarif juste et raisonnable.

Au contraire l'interprétation de la loi par Hydro-Québec privait la Régie d'exercer pleinement la juridiction pour laquelle le législateur l'a créée. Il ne faut jamais oublié que la compétence générale de la Régie se retrouve à l'article 31 de la loi et que plus particulièrement la Régie doit s'assurer en vertu de l'article 31, alinéa 3, que les consommateurs paient selon un juste tarif. Nous sommes d'accord avec Hydro-Québec pour dire que la loi doit s'interpréter dans son ensemble. On doit aussi interpréter la loi de manière à amener la Régie à respecter ses compétences et son mandat prévu à l'article 5. Toute autre interprétation réductrice n'est pas appropriée et est contraire au principe général d'interprétation à l'effet qu'une loi rémédiatrice doit être interprétée de façon libérale et de manière à ce qu'elle assure l'accomplissement de son objet.

Cette approche soutenue par Hydro-Québec n'est que l'aboutissement de la thèse dite de déréglementation. L'entreprise réglementée veut par tous les moyens éviter d'être soumise à la réglementation au motif qu'elle doit faire face à la concurrence et la fameuse loi du marché. La vision d'Hydro-Québec est d'en arriver à se comparer en tout point à un marché déréglementé et ce sans jamais en avoir démontré le bien fondé de sa position de principe. Cette approche a même été retenue par l'Alberta Energy and Utilities Board lorsqu'il a récemment refusé de reconnaître pertinent l'aspect social et économique quant à l'opportunité de construire une turbine à gaz devant produire 170 MW.

La Cour d'appel dans l'affaire *ConCerv v. Alberta Energy and Utilities Board*, 2001 ABCA 217, a récemment accordé la permission d'en appeler de cette décision au motif qu'elle soulève un argument sérieux en droit et nous saurons prochainement si la déréglementation enlève du débat des sujets aussi importants que les préoccupations économiques et sociales et même les besoins des consommateurs. La Cour d'appel, dans l'affaire *ConCerv* résume comme suit les prétentions des parties quant aux modifications législatives suites à la déréglementation et des conséquences possibles sur la juridiction du Board :

« [18] The Board stated that the purpose of the relevant legislative provisions was the establishment of a competitive electric generation market in Alberta. The Board concluded that the Legislature's express intention governed its assessment of plant location. It construed the **HEE Act** and the **EU Act** as reflecting the Legislature's express will that «the creation of a competitive generation market is desirable and in the best interests of Albertans.» It concluded, accordingly that:

«The approval, construction, and operation of RD 11 will assist in meeting this legislative purpose if, in addition to producing electric power, it results in impacts to the community and the environment that are acceptable according to current regulatory standards, benefits accrue to the public, and no compelling reason exists to reject it.»

[19] The Applicant alleges that the Board misinterpreted ss. 2, 2.1 and 9 of the **HEE Act** in relation to the public interest by giving no meaning to one of the purposes of that Act, that is, to «provide for the economic, orderly and efficient development and operation, in the public interest, of hydro energy and the generation and transmission of electric energy in Alberta» [emphasis the Applicant's]. It alleges that the Board used s. 6(d) of the **EU Act** «to effectively write the word «economic» out of s. 2(a) of the HEE Act.» The Applicant argues that the Board erroneously proceeded on the basis that the «public interest» and economic concerns are satisfied if competitive market forces are such that EPCOR is ready, willing and able to construct the plant.

[20] EPCOR'S position is that the Board did not write the word «economic» out of s. 2(a) of the **HEE Act**, it carefully considered whether RD 11 is in the public interest. Mindful of the «econom effect» of RD 11 and having considered whether the project provides for the «economic... development and operation in the public interest of...generation...of electric energy in Alberta», EPCOR maintains that the Board, as directed by s. 2.1 of the **HEE Act**, specifically had regard for s.6 of the **EU Act**. In so doing, EPCOR submits that the Board concluded in both the MOD and the final ruling «that for projects such as EPCOR's RD 11, consideration of the need for and the economics of such generating units are not relevant.» In arriving at this conclusion, EPCOR argues that the Board was complying with the statutory direction in s. 2.1 of the **HEE Act** by specifically considering s. 6d).

[21] EPCOR contends that it was open to the Board to conclude that in a deregulated electrical generation sector, the economics of a project are «reached as a result of individual market participants making decisions based on their own analysis of need, cost, supply, demand, timing, risk and a host of other considerations grounded in the reality of competitive market forces.» Applying the purpose of the **EU Act**, the Board decided that it did not have to further consider the questions of project need and economics.

[22] Having considered the competing arguments, I am of the opinion that the Applicant has here raised a serious arguable point that warrants leave to appeal. »

L'article 5 qui décrit la mission générale de la Régie et qui ressemble dans sa finalité à l'article 2.1 de l'Energy Resources Conservation Act de l'Alberta a été également modifié :

« 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. »

L'ancien texte se lisait comme suit :

« 5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable. À cette fin, elle tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales ainsi que de l'équité au plan individuel comme au plan collectif. Elle assure également la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable des distributeurs. »

Hydro-Québec prétend dans son argumentation aux pages 22 à 24, en faisant référence à la décision D-2000-214, que le législateur aurait voulu ainsi réduire dans une certaine mesure l'importance des préoccupations économiques, sociales et environnementales dans les dossiers de la Régie. Hydro-Québec va cependant un pas plus loin et souligne à la Régie que considérant que les articles 49, 72 et 73 de la *Loi sur la Régie* tels qu'ils ont été modifiés par le Projet de loi 116, ont conservé, eux, leur référence aux « préoccupations économiques, sociales et environnementales », soit celles que le gouvernement peut indiquer à la Régie par décret qu'en l'absence d'une telle indication, la Régie, pour fixer les tarifs de transport, doit se limiter quant aux préoccupations économiques, sociales et environnementales.

Les mots « équité » et « équitable » sont tous deux présents dans le nouvel article 5 de la *Loi sur la Régie de l'Énergie*. La Régie se doit de prendre cet élément en compte dans son analyse en toute justice pour les consommateurs québécois et les usagers du réseau.

En vertu du nouvel article 5 de la Loi, la Régie, dans l'exercice de ses fonctions, assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur. Elle se doit ainsi de considérer s'il y a déséquilibre économique (à savoir le résultat brut de l'opération tarifaire). Ce concept d'équité est là pour imposer à la Régie la sauvegarde des enjeux fondamentaux que soulève toute question dans le domaine de l'électricité pour la société québécoise et les consommateurs québécois. L'électricité ne constitue ni plus ni moins qu'une ressource

essentielle pour la société québécoise moderne. Il faut donc que la Régie soit en mesure de traiter avec rigueur les questions que ce débat soulève et que certains intervenants et Hydro-Québec déforment ou simplifient à outrance.

En premier lieu, il faut s'entendre sur les définitions et il faut ensuite cerner les débats essentiels. Il ne s'agit pas de défendre tel ou tel point de vue politique mais bien de présenter les arguments justifiant que la Régie choisisse une position plutôt qu'une autre. Il est évident que l'emploi d'un concept telle l'équité demande une réflexion approfondie mais ce n'est pas une raison pour éviter d'en tenir compte.

L'équité étant, selon la définition donnée par Le Petit Robert, « une *notion de la justice naturelle dans l'appréciation de ce qui est dû à chacun et une vertu qui consiste à régler sa conduite sur le sentiment naturel du juste et de l'injuste* ». Et, plus significatif encore, il est aussi écrit qu'il s'agit d'une « *conception d'une justice naturelle qui n'est pas inspirée par les règles du droit en vigueur* ». L'équité s'apprécie bien entendu dans le contexte d'un cas concret et particulier.

Le concept d'équité est relié à celui de justice. Ainsi, lorsque le législateur utilise les mots « justes et raisonnables » en parlant des tarifs à l'article 49, il nous apparaît qu'il est implicite que ces tarifs se doivent d'être équitables pour tout le monde si on veut prétendre qu'ils sont justes. Il en est de même lorsqu'il exige que la Régie s'assure que les consommateurs paient selon un juste tarif à l'article 31,1 alinéa 2.

On se doit également d'éviter d'opposer le concept de l'équité avec le concept d'égalité. Nous sommes d'avis qu'il est inexact de soutenir qu'un tarif équitable se doit nécessairement d'être en tout point égal pour tout le monde. Il n'est pas inéquitable d'avantager une classe tarifaire si les circonstances le justifient. Il n'est pas inéquitable non plus de fixer les tarifs de transport applicables aux exportations en fonction de leurs coûts réels qui seraient selon plusieurs témoignages, bien supérieurs au coût de transport de l'électricité destinée aux consommateurs québécois.

En l'espèce, la Régie devra, entre autres choses, tenir compte de la nationalisation de l'électricité, du pacte social, de l'évolution du réseau électrique, des modifications qui y ont été apportées au cours des années et des circonstances dans lesquelles celles-ci ont été faites, de l'origine des coûts et du financement du réseau par les contribuables québécois pour établir un tarif équitable, juste et raisonnable de transport et pour retenir une méthode d'allocation des coûts équitable.

Cette analyse ne peut se faire sans tenir compte aussi de l'impact de la Loi 116 et du fait que les consommateurs québécois ne bénéficient plus des avantages d'une société d'État pleinement intégrée depuis la déréglementation de la production, alors que le gouvernement se voit assuré de dividendes élevés provenant tant des tarifs des clients québécois que des profits sur les transactions commerciales extérieures.

La Régie, dans sa décision D99-11, rappelait que les critères prévus à l'article 49 de la loi sont non limitatifs et qu'elle peut entre autres s'inspirer de ceux prévus à l'article 5 de la loi : Nous sommes d'avis que cette position de la Régie est encore pleinement justifiée malgré les modifications apportées par la Loi 116.

« Après avoir entendu les arguments des parties, la Régie, dans sa décision⁶ rendue le 22 octobre 1998, a indiqué que le développement durable et les préoccupations environnementales sont partie intégrante de la toile de fond de la présente cause tarifaire, de même que pour toutes autres causes tarifaires à venir.

Conséquemment, la Régie avisait les intervenants qu'elle s'attendait à ce que ceux-ci lui fassent part des préoccupations économiques, environnementales et sociales, dont leurs mémoires respectifs faisaient état. Par ailleurs, elle rappelait à tous qu'elle ne croyait pas nécessaire et utile à ses délibérations sur la fixation des tarifs d'entendre une preuve sur des questions ou enjeux ne faisant pas l'objet de sanctions ou de normes législatives en vigueur.

La Régie juge utile de reproduire au long la décision rendue lors de l'audience du 22 octobre 1998 :

« ...L'article 5 de la réfère à l'exercice des fonctions de la Régie et une de ses fonctions est justement celle de fixer des tarifs de gaz naturel, conformément à l'article 31 de la loi. La lecture de l'article 49 nous donne une indication supplémentaire, le législateur ayant retenu, et je cite :

« Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif, la Régie doit notamment : 1^o Tenir compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement. »

Le mot notamment indique que l'énumération de l'article 49 est non limitative et qu'en conséquence, la Régie peut s'inspirer, après avoir obligatoirement analysé les critères énumérés à 49, de tout autre critère qu'elle pourrait retenir aux fins de l'exercice de ses fonctions, tel que prévu aux articles 5 et 31 précités.

De plus, si la Régie devait suivre l'argument à l'effet que tant que le gouvernement n'a pas indiqué à celle-ci ses, et je cite, « préoccupations environnementales », cela reviendrait à dire que la Régie ne pourrait prendre en compte ces questions dans ses délibérations, ce qu'elle considère incompatible avec l'esprit de la loi, et plus particulièrement le libellé de l'article 5.

Par ailleurs, la Régie fait siens les propos du juge La Forest dans l'arrêt de la Cour suprême de 1992, dans l'affaire Friends of the Oldman River, qui faisait référence au rapport du groupe de travail sur l'environnement et l'économie, à la suite du rapport Brundtland à l'effet que, et je cite :

« La planification environnementale et la planification économique ne peuvent se faire dans des milieux séparés. »

Ainsi, la Régie s'attend à ce que les intervenants lui fassent part de leurs préoccupations économiques, environnementales et sociales, dont leurs mémoires respectifs font état.

Pour ces motifs, la Régie rejette la requête en irrecevabilité de SCGM.

*Toutefois, dans un souci d'efficacité, pour le bon déroulement des audiences publiques de la présente cause, la Régie ne croit pas nécessaire et utile à ses délibérations sur la fixation des tarifs de gaz naturel d'entendre une preuve, y compris les questions et réponses en contre-interrogatoire, sur des questions ou enjeux ne faisant pas l'objet de sanctions ou de normes législatives en vigueur, comme, par exemple, les enjeux liés au plan de ressources du distributeur SCGM, entre autres, prévus à l'article 72 de la loi ou comme les traités internationaux touchant l'environnement, non mis en œuvre en droit interne et également ceux mis en œuvre en droit interne, mais qui ne se seraient pas vu attribuer le droit de s'appliquer à l'intérieur du Canada, comme affirmé par la Cour supérieure en mil neuf cent quatre-vingt-quinze (1995), dans l'affaire *Entreprise de rebuts Sanipan*. »*

Dans cette cause tarifaire, comme dans toute autre cause du même genre, l'examen de la Régie consiste à résumer les faits mis en preuve, à procéder à leur analyse et, finalement, à tirer les conclusions qui en découlent et ce, afin d'être en mesure de concilier l'intérêt public, la protection des consommateurs, et un traitement équitable du distributeur. C'est aussi dans une perspective d'allégement et d'assouplissement du processus réglementaire que la Régie a procédé à l'étude du présent dossier.

⁶ Notes sténographiques du 22 octobre 1998, volume 2, pages 9-13.

En définitive l'équité vise la correction de déséquilibres dus aux circonstances économiques différentes pour chacune des parties. L'équité sert alors à assurer un certain équilibre économique entre les obligations corrélatives des

parties. Si cet équilibre est rompu sans que l'on puisse en voir la raison, l'équité sert de rééquilibrage. Le tribunal, garant de cette équité, doit user alors de son bon sens et de sa vision de la justice pour imposer des standards minimaux de contrepartie qu'il aurait répugné d'ignorer.

L'équité est une justice du cas par cas puisque le tribunal considère la situation par rapport à ce qu'il croit juste et équitable. Ce concept est également reconnu dans notre droit civil et plus particulièrement l'article 1434 du *Code civil du Québec* :

« Le contrat valablement formé oblige ceux qui l'ont conclu non seulement pour ce qu'ils y ont exprimé, mais aussi pour tout ce qui en découle d'après sa nature et suivant les usages, l'équité ou la loi. »

Dans *Ouellet c. 3092-3122 Québec Inc.*, 2000 R.J.Q. 1889 (C.Q.), la Cour s'exprime comme suit en ce qui concerne le concept de l'équité prévu à l'article 1434 du *Code civil du Québec* :

« En revanche, la Cour croit judicieux d'introduire dans le débat la notion **d'équité**, à laquelle réfère l'article 1434 C.C.Q., c'est-à-dire un concept raisonnable, juste et dépourvu de contenu arbitraire. **Il faut en effet présumer que les parties n'ont pas voulu conclure un contrat inéquitable, injuste ou déraisonnable**, sauf entente légalement acceptée. (...) »

À cet égard, la Cour d'appel a fréquemment eu recours à l'article 1024 du Code civil du Bas-Canada, maintenant 1434 C.C.Q., pour introduire cette notion **d'équité** dans les rapports contractuels. L'honorable juge Brossard écrit en effet ce qui suit :

Dans sa sagesse, le législateur a édicté l'article 1024 du Code civil qui stipule que **les obligations d'un contrat s'étendent non seulement à ce qui y est exprimé, mais encore à toutes les conséquences qui en découlent d'après sa nature et suivant l'équité, l'usage ou la loi.** [...] il me paraît **contraire à l'équité et, dès lors, au droit positif** de lui refuser le droit à une rémunération qu'une jurisprudence fort répandue reconnaît aux plus

humbles de ceux qui exercent, à un palier peut-être inférieur mais juridiquement semblable, les mêmes activités commerciales. »

Finalement, nous nous permettons d'attirer l'attention de la Régie sur cette phrase tirée de l'introduction des Commentaires du ministre de la justice :
« Le législateur a voulu que le Code civil du Québec reflète le contrat social de notre société de liberté et de démocratie. »

C'est pourquoi il est primordial de régler le présent litige en faisant appel à nos règles de droit qui reflètent le contrat social en vigueur chez nous, plutôt que d'importer des solutions de l'étranger, solutions qui reflètent le contrat social en vigueur dans ces juridictions étrangères.

L'article 300 du *Code civil du Québec* indique que les personnes morales de droit public (comme Hydro-Québec) sont régies d'abord par les lois particulières qui les constituent et par celles qui leur sont applicables. L'article 300 du *Code civil du Québec* ajoute que lesdites personnes morales de droit public sont aussi régies par le Code lorsqu'il y a lieu de compléter les dispositions des lois qui les constituent, notamment dans leurs rapports avec les autres personnes. Cette disposition se lit :

« 300. Les personnes morales de droit public sont d'abord régies par les lois particulières qui les constituent et par celles qui leur sont applicables; les personnes morales de droit privé sont d'abord régies par les lois applicables à leur espèce.

Les unes et les autres sont aussi régies par le présent code lorsqu'il y a lieu de compléter les dispositions de ces lois, notamment quant à leur statut de personne morale, leurs biens ou leurs rapports avec les autres personnes. »

L'article 6 du *Code civil du Québec* se lit :

« 6. Toute personne est tenue d'exercer ses droits civils selon les exigences de la bonne foi. »

Les commentaires du ministre de la Justice sur l'article 6 du *Code civil du Québec* précisent notamment que cette disposition a indirectement pour effet d'empêcher que l'exercice d'un droit ne soit détourné de sa fin sociale intrinsèque et des normes morales généralement reconnues dans notre société. Cette obligation a comme corollaire l'interdiction d'abuser de ses droits, édictée à l'article 7 *Code civil du Québec*. Voici les commentaires du ministre sur l'article 6 CCQ :

« Cet article de droit nouveau s'inspire de l'article 1134 du Code civil français et crée l'obligation d'exercer ses droits civils selon les exigences de la bonne foi. Cette obligation a comme **corollaire** l'interdiction d'abuser de ses droits, édictée à l'article 7.

Il précise que l'exercice des droits civils a lieu suivant **les exigences de la bonne foi** plutôt que de bonne foi ; cette règle est à la fois moins exigeante et plus facile d'application. En effet, l'exercice de bonne foi s'appuie sur l'existence d'une conformité réelle entre l'acte et l'intention de son auteur, alors que l'exercice selon les exigences de la bonne foi ne s'attache qu'à une conformité apparente entre l'acte et ce qui est généralement exigé pour que l'on considère qu'il y ait bonne foi.

L'article a indirectement pour effet d'empêcher que l'exercice d'un droit ne soit détourné de sa fin sociale intrinsèque et des normes morales généralement reconnues dans notre société. »

Ainsi la Régie est tenue de prendre en compte dans son obligation d'établir des tarifs équitables de l'ensemble des circonstances qui peuvent l'amener à faire appel à l'équité.

On a vu qu'Hydro-Québec a obtenu du gouvernement une modification de la définition du réseau de transport pour éviter tout débat sur les GRTAs et sur la question des actifs prudemment acquis. Autrement dit Hydro-Québec a réussi à faire dire au législateur qu'il fallait prendre le réseau de transport d'Hydro-Québec tel qu'il existe sans en retrancher quelque partie et sans remettre en cause quelque partie ou équipement le composant. Hydro-Québec nous a dit

et redit qu'il s'agissait d'un réseau unique qui a été dès le début conçu, planifié et exploité de façon intégrée.

Encore une fois Hydro-Québec ne pourra pas en toute équité, lors de la méthode d'allocation des coûts, ne pas tenir compte, à titre d'exemple, de l'origine des coûts des lignes 735 kV. Tel que l'a clairement démontré notre expert Co Pham, la décision de construire une ligne 735 kV par Hydro-Québec intégrée tenait compte tant de la composante énergie que de la composante puissance puisque ces lignes étaient considérées comme étant du transport associé et dans les faits, selon les diverses données rendues publiques par Hydro-Québec ces lignes fournissent à la fois de l'énergie et de la puissance de pointe.

Prétendre aujourd'hui que l'ensemble des coûts de transport soient traités uniquement comme des coûts de puissance et sur la base d'une pointe annuelle ne peut être retenu par la Régie que si cette proposition n'a pas de circonstances inéquitables pour les consommateurs ce qui n'est pas le cas tel que nous vous le démontrerons plus loin.

Bref, les choix qui s'offrent à la Régie dans la présente cause sont clairs eu égard à la proposition d'Hydro-Québec et à celles déposées, entre autres, par ARC-FACEF-CERQ. Ces choix favoriseront, de façon indue ou non, l'activité non-réglémentée, une catégorie de consommateurs au détriment d'une autre et les choix de développement énergétique à venir. En effet, la décision de retenir une méthode d'allocation ne permettant pas, par exemple, de refléter adéquatement les coûts de transport inhérents à l'activité exportation, est susceptible de contribuer à favoriser le harnachement non rentable de rivières à des fins commerciales.

De l'avis des intervenantes ARC-FACEF-CERQ, les méthodes qui seront retenues devront assurer des tarifs justes et raisonnables, dans une perspective d'équité envers les différentes catégories de consommateurs.

La question des principes applicables en matière de tarif de transport d'électricité applicables aussi au Québec est totalement nouvelle bien qu'il existe une jurisprudence abondante aux États-Unis et dans les autres provinces canadiennes sur le sujet.

D'ailleurs le Règlement 659 qui régit présentement les tarifs applicables au Québec en matière de transport d'électricité est une copie quasi intégrale de l'ordonnance 888 rendue par la FERC. Hydro-Québec a cependant indiqué que ce règlement a simplement été déposé auprès de la FERC mais n'a jamais été soumis pour approbation à cette dernière.

Quoi qu'il en soit, on peut dire en matière de transport d'électricité que la décision de principe aux États-Unis est l'ordonnance 888 rendue par la FERC, laquelle a été complétée par les décisions 889, 2000 et 2000A.

Ces décisions sont importantes à connaître puisqu'elles sont la source des modalités retenues par Hydro-Québec pour ouvrir le réseau de transport aux tiers par l'adoption du Règlement 659.

En vertu des règles de réciprocité exigées par la FERC pour vendre de l'électricité directement dans les marchés américains, Hydro-Québec a dû convaincre le gouvernement d'adopter le Règlement 659 afin qu'elle puisse obtenir un permis pour vendre directement aux États-Unis. Cette démarche n'a fait l'objet d'aucune consultation publique et le gouvernement a fait le saut sans demander l'avis des consommateurs québécois. Est-ce que cela veut dire qu'à partir du moment où le gouvernement du Québec a choisi de s'engager dans un processus commercial régi par un organisme étranger, la Régie se doit d'exercer sa compétence de manière à respecter aveuglément les obligations prévues par la loi américaine et dictées par l'organisme en autorité aux États-Unis ?

À notre avis, non, et il faut faire une distinction fondamentale entre les activités aux États-Unis et les activités réglementées au Québec. Hydro-Québec est du même avis (page 6 de son argumentation) bien qu'elle soutient qu'il serait préférable dans la mesure du possible que les termes et conditions de son service de transport d'électricité satisfassent aux conditions de réciprocité de la FERC.

Préalablement à l'examen de la requête amendée d'Hydro-Québec concernant la détermination du prix unitaire moyen du transport et la modification des tarifs de transport d'électricité, la Régie de l'énergie a établi certains principes généraux (dossier R-3405-98) applicables à la présente cause tarifaire dont la primauté de la *Loi sur la Régie de l'énergie* comme critère d'identification des activités réglementées et non réglementées et, comme règle générale en ce qui concerne les critères de séparation, l'utilisation de la méthode du coût complet.

La Régie écrivait à la page 28 de sa décision D-99-120 ce qui suit :

« Le partage des risques et des coûts entre les activités réglementées et non réglementées est une problématique au cœur même de la régulation économique. La Régie retient comme principe que ce partage **doit se faire de façon neutre et équitable envers la clientèle réglementée et que cette dernière ne doit pas être pénalisée par les activités non réglementées d'Hydro-Québec.** (...) En ce qui concerne les critères d'identification, la Régie réitère (...) que la Loi sur la Régie de l'énergie prime sur tout autre critère d'identification des activités réglementées et non réglementées. (...) Enfin, dans le cadre des critères de séparation, **la Régie admet la méthode du coût complet comme règle générale d'allocation des coûts.**

Le Regroupement estime que l'application du principe d'un partage des risques et des coûts qui soit neutre et équitable envers la clientèle réglementée, de même que l'application de la méthode du coût complet et la primauté de la *Loi sur la Régie de l'énergie* sont rendues bien difficiles par la proposition d'Hydro-Québec.

À notre avis il n'y a pas lieu de suivre aveuglément les ordonnances de la FERC et de la jurisprudence américaine en général puisqu'elles sont fondées sur des éléments législatifs différents et sur un contexte énergétique totalement différent.

Au surplus, il ne s'agit pas ici comme d'aucun voudrait le prétendre de discuter de l'applicabilité du point de vue américain dans le domaine du transport d'électricité dans le contexte québécois.

Il peut être intéressant de comparer le droit québécois au droit étranger et plus particulièrement au droit américain mais il ne faut jamais perdre de vue **que le droit applicable à ce litige est le droit québécois.**

La Régie a été inondée de références à des décisions rendues par la FERC. On n'a pas à notre connaissance argumenté que le droit d'autres provinces ou des États-Unis s'appliquaient en l'espèce ni prouvé son état.

Hydro-Québec et plusieurs intervenants ont déposé à de nombreuses reprises des décisions de la FERC. On a même déposé des tests appliqués par la FERC. On a même voulu mettre en preuve ces décisions mais la Régie a rappelé aux parties qu'elle n'avait pas une connaissance d'office du droit étranger. La jurisprudence américaine de la FERC ou des autres provinces canadiennes aura donc tout au plus **une valeur comparative.**

L'organisation différente entre les États et l'organisme fédéral qu'est la FERC fait que le modèle américain peut difficilement s'appliquer au présent dossier. À notre avis, la Régie n'est liée d'aucune façon par ce qui a été décidé par la FERC et ne doit pas se laisser influencer outre mesure par ces précédents américains. La Régie se doit de décider uniquement en fonction de la législation québécoise et du modèle exclusif et unique que constitue Hydro-Québec.

Les mêmes mots ou les mêmes expressions employés dans le droit étranger peuvent avoir une signification différente en raison de systèmes de droit et de systèmes de valeurs différents (le droit étant, d'une certaine manière, la transposition du système de valeurs d'une société en des modes de conduite sociale ou en des rapports sociaux généralement acceptables dans cette société). Cela est d'autant plus vrai quand les mots employés ne sont pas exactement identiques ou que la langue dans laquelle sont écrits les textes de loi ou les arrêts de jurisprudence n'est pas la même, le problème de la traduction s'ajoutant aux problèmes de la disparité entre les systèmes de droit

et de valeurs ainsi qu'entre les codes des rapports sociaux généralement acceptables.

Au Québec, en raison de notre réseau hydroélectrique unique fondé sur le concept d'un pacte social, il est d'autant plus important de solutionner les problèmes juridiques en fonction de notre propre système juridique plutôt que d'importer des solutions tirées des autres provinces canadiennes ou des États-Unis.

2.1 - La preuve d'expert

La différence essentielle entre un témoin ordinaire et un témoin expert est que le premier témoigne généralement sur des faits tandis que le second témoigne en émettant des opinions. Comme nous avons pu le constater lors des auditions, plusieurs témoins qui ont été entendus lors de la preuve présentée par Hydro-Québec n'ont pas été reconnus «témoin expert» par la Régie. Malgré tout, la plupart de ces témoins ont émis des opinions sur de nombreux points.

En principe le témoin ordinaire peut donner son opinion sur certains faits (assez rarement et dans des cas bien circonscrits par la jurisprudence : ivresse, âge, etc.) tandis que le témoin expert, peut donner son opinion et pourra également témoigner sur les faits dont il a une connaissance personnelle. D'ailleurs, dans certains cas, il est quasi impossible de témoigner sur des faits sans émettre simultanément une opinion tandis qu'il est quasi impossible à un témoin expert d'émettre son opinion sans d'abord établir certains faits qui sont de sa connaissance personnelle. Bref, la question est nuancée.

Daniel A. BELLEMARE, dans *L'Homme de science devant les tribunaux* (1977) R. du B. 465, écrit que le témoin expert ne peut donc témoigner en cette qualité que sur une question qui fait l'objet de sa spécialité. Il ajoute qu'il pourra évidemment témoigner sur d'autres faits, mais qu'alors, il sera considéré comme témoin ordinaire. Voici l'extrait pertinent :

« L'expert ne peut donc témoigner en cette qualité que sur une question qui fait l'objet de sa spécialité. Il pourra évidemment témoigner sur d'autres faits, mais alors, il sera considéré comme témoin ordinaire. » (p. 473)

À ce stade de notre plaidoirie, le seul point que nous voulons faire ressortir est que le témoin ordinaire ne doit pas en principe émettre des opinions et qu'ainsi, lorsque la Régie sera confrontée entre une opinion donnée par un témoin de fait versus une opinion d'un expert reconnu à ce titre, elle devra retenir la version du témoin expert.

CHAPITRE 3 - Dividendes et taxes; la nécessité d'une réglementation juste

ARC-FACEF-CERQ ont fait état lors de leur présentation devant la Régie de leur préoccupation à l'effet qu'Hydro-Québec prétend que sa proposition constitue, selon les propres termes utilisés par M. Jacques Régis, *un juste équilibre entre les intérêts des clients et ceux de son actionnaire*. Bien que la « protection » des intérêts de l'actionnaire soit tout à fait légitime pour les entreprises où les actionnaires investissent réellement, il s'agit pour le cas d'Hydro-Québec d'une situation tout à fait différente qu'il convient de prendre en considération afin d'assurer l'équité réglementaire envers les consommateurs québécois. Il nous apparaît important de dissiper dès maintenant la fausse croyance à l'effet qu'un versement de dividendes au gouvernement à même des tarifs maintenus trop élevés, par exemple, ne cause aucune iniquité et fait en sorte que ce qui ne revient pas dans la poche gauche du consommateur lui revient dans la poche de droite.

La réalité n'est toutefois pas aussi simple. L'augmentation ou le maintien à un niveau trop élevé des tarifs d'électricité pour permettre de dégager des dividendes supplémentaires au gouvernement s'apparentent, dans les faits, à une taxe. Ce type de « profit » peut donc être comparé aux autres revenus gouvernementaux sur la base de leur progressivité. Ainsi, la fiscalité n'est pas neutre et toute taxe peut être évaluée selon un critère de progressivité. Une mesure est dite progressive si elle s'applique surtout aux ménages les plus riches et régressive si elle touche tous les ménages. Et plus particulièrement encore les ménages à faibles revenus.

Les impôts personnels, par exemple, sont encore fortement progressifs, même si leur progressivité a fortement diminué au fil des ans. La TPS et la TVQ, par contre, sont régressives. Elles s'appliquent sur la consommation courante et tous les ménages les paient quels que soient leurs revenus. (Notons qu'une mesure a été mise en place, soit le remboursement partiel de ces taxes aux ménages les plus démunis afin de contrer en partie cette iniquité).

Toute taxe sur l'électricité et les combustibles, qu'elle soit cachée par le biais de tarifs trop élevés ou affichée comme la TPS et la TVQ, constituent donc des taxes parmi les plus régressives car tous les ménages paient mais leur taux d'effort diffère énormément selon le revenu. Ainsi, une facture de chauffage et d'électricité annuelle de 1,200.00\$ gruge davantage un budget familial de 20,000.00\$ qu'un budget de 40 ou 50 ou 120,000.00\$ par exemple. Les dividendes versés au gouvernement à même des tarifs d'électricité trop élevés sont donc à mi-chemin entre la TVQ et une « pool tax » (prélèvement fixe *per capita*) qui constitue la mesure fiscale la plus régressive qui soit.

C'est pourquoi, il est primordial de l'avis des intervenantes ARC-FACEF-CERQ de s'assurer que les décisions qui seront prises dans le cadre réglementaire soient justes et équitables et n'alourdissent pas davantage et de façon indue le fardeau des consommateurs québécois. C'est ici que le mot équité prend tout son sens et le rôle de la Régie, toute son importance.

Nous vous rappelons à cet égard, que les grands consommateurs d'électricité (AQCIE) appuyés en la matière par les représentants d'ARC-FACEF et du RNCREQ avaient déjà déposé une requête en baisse de tarif, le gel tarifaire décrété par le gouvernement ayant été fixé à un niveau trop élevé selon les représentations faites devant la Régie.

Le RNCREQ stipulait dans ses représentations qu'« *un pareil tarif procure à Hydro-Québec un enrichissement sans cause et peut aussi constituer une taxe non autorisée par l'Assemblée nationale* ». (Décision D-99—107, p.7). S'il est vrai que déjà les Québécois auraient été en droit de payer des tarifs

moins élevés n'eut été du gel des tarifs, ce que nous croyons, il devient encore plus odieux et inacceptable que le tarif de transport à être fixé dans le cadre de la présente audience permette de perpétuer, voire d'augmenter ultérieurement cette taxe déguisée par le biais, entre autres, d'une méthode d'allocation douteuse qui, non seulement ne procède pas à une juste allocation des coûts, mais favorise en plus l'activité exportation comme nous le verrons au chapitre 6.

Il est vrai que le gouvernement est avide de voir se remplir les coffres de l'État. Que ces dividendes proviennent des profits liés aux exportations, soit. Mais que ces dividendes proviennent aussi d'une surfacturation déguisée des clients québécois est inacceptable et le serait encore plus si cela se faisait à l'intérieur du cadre réglementaire créé justement, entre autres, pour « sortir le politique de l'énergétique », assurer plus de transparence et des tarifs justes et raisonnables, à tout le moins en ce qui concerne les activités de Transport et de Distribution depuis l'adoption du Projet de loi 116. Est-il nécessaire de rappeler que la partie la plus rentable des trois « entités » d'Hydro-Québec, soit la Production est maintenant déréglementée depuis l'adoption du Projet de loi 116 ? Cette Loi oblige maintenant les consommateurs québécois à défrayer non seulement les coûts mais aussi un rendement juste et raisonnable pour les activités moins rentables que sont la Distribution et le Transport.

ARC-FACEF-CERQ réitèrent qu'à leur avis, le gouvernement a suffisamment défendu et protégé ses intérêts en adoptant, dans les circonstances que l'on sait, la Loi 116. La Régie doit rendre une décision qui fait fi des « intérêts de l'actionnaire », contrairement à ce que fait la proposition d'Hydro-Québec et se concentrer sur l'allocation et les modalités tarifaires les plus justes et équitables pour les usagers du réseau et pour le transporteur, c'est-à-dire la division TransÉnergie.

CHAPITRE 4 - Uniformité territoriale des tarifs et la nécessité d'une allocation des coûts par fonction

Afin d'établir ces nouveaux tarifs, Hydro-Québec a soumis à la Régie de l'énergie, entre autres éléments, une méthode d'allocation permettant de fixer les tarifs applicables aux utilisateurs du réseau de transport d'Hydro-Québec (service de transport de gros). L'étape subséquente étant la fixation des tarifs de distribution, les méthodes qui seront retenues dans la présente audience devront, selon toutes probabilités et au nom de la cohérence réglementaire, s'appliquer aux tarifs de la cause sur la distribution, d'où l'importance de faire les bons choix dès maintenant. Finalement, la combinaison des trois tarifs soit celui de la Production (fixé par le Projet de loi 116 jusqu'à concurrence de 165 TWh), du Transport et de la Distribution, à venir dans une prochaine audience, fournira le tarif applicable pour les diverses catégories de clientèles québécoises.

Le choix d'une méthode d'allocation des coûts est souvent une question de compromis et toujours une question de jugement. Quelques méthodes peuvent être acceptables, d'autres non dépendamment des objectifs ou critères poursuivis pour l'allocation et l'établissement des tarifs. ARC-FACEF-CERQ ont démontré à l'aide de leur expert M. Co Pham qu'il convient, dans un premier temps, que les vrais coûts soient pris en compte selon la causalité desdits coûts et que chacun paie en fonction des coûts qu'il occasionne. Dans ce sens, comme on le verra plus en détail ci-après, ARC-FACEF-CERQ ne s'opposent pas a priori aux exportations mais refusent que ces dernières se fassent sans que leurs coûts réels et totaux soient comptabilisés et que les consommateurs québécois, notamment les ménages à faibles revenus, subventionnent ces dernières par le biais de pratiques comptables ou d'allocations injustifiées.

L'uniformité territoriale des tarifs fait partie de la décision collective des Québécois de s'assurer que, dans toutes les régions du Québec, les tarifs soient les mêmes pour tout le monde qui se trouve à l'intérieur d'une catégorie tarifaire donnée. Cette uniformité territoriale qui fait partie du pacte social entre la société d'État et les consommateurs québécois doit se poursuivre au niveau aussi des tarifs des trois entités d'Hydro-Québec, dont celui du

Transport. Toutefois, rien ne justifie qu'une telle uniformité soit aussi la norme au niveau des tarifs d'exportation ou d'utilisation du réseau par des tiers. Au contraire, il s'agit là d'un glissement de sens entraînant une iniquité flagrante au niveau des tarifs payés par les différentes catégories d'usagers autres que la charge locale.

ARC-FACEF-CERQ refusent de se laisser enfermer dans la «logique» douteuse d'Hydro-Québec qui veut que l'ensemble des usagers paient pour l'ensemble des actifs du réseau, même ceux qu'ils utilisent dans une moindre mesure ou pas du tout, sous prétexte que le réseau est intégré et que sa fiabilité dépend de l'ensemble de ses composantes. Selon ARC-FACEF-CERQ, il serait beaucoup plus juste et équitable de procéder à une allocation distincte de certaines fonctions du réseau de manière à mieux répartir les coûts entre les usagers réels.

L'allocation distincte la plus importante est celle qui devrait permettre une meilleure allocation entre les activités permettant de desservir la charge locale et celles dédiées aux exportations. Ainsi, les coûts de la ligne à courant continu qui se distingue nettement du reste du réseau à courant alternatif de TransÉnergie, dont le taux d'utilisation pour la clientèle de charge locale est très faible et qui a été construite, en premier lieu, à des fins d'exportation, devraient être alloués à l'entité Production d'Hydro-Québec. La totalité des montants requis à l'utilisation y compris les frais de financement, d'amortissement et d'exploitation de cette ligne, serait assumée par leurs utilisateurs au prorata de leur temps d'utilisation. Par exemple, pour l'année 1999, 97% à Hydro-Québec Production pour ses activités d'exportation et 3% à Hydro-Québec - Distribution. Une telle façon de faire, en plus d'être plus équitable envers les usagers québécois qui ne paieraient ladite ligne qu'au prorata de l'utilisation réelle qu'ils en font, enverrait aussi et surtout un signal de prix plus juste du coût réel des exportations.

Concrètement, cela signifierait qu'il existe un tarif différent pour les consommateurs québécois basé sur le coût moyen de l'ensemble des actifs utilisés pour leur desserte de celui qui vise la partie exportation d'Hydro-Québec Production afin de compenser pour les coûts de l'utilisation de la ligne RMCC et autres interconnexions utilisées plus spécifiquement à des fins

de commerce à l'extérieur de la province. D'ailleurs on peut lire avec intérêt en guise d'appui à notre argument une citation fort intéressante contenu au plan de développement de 1993 d'Hydro-Québec:

« Les revenus des exportations doivent couvrir amplement tous les coûts occasionnés et produire un rendement financier supérieur à celui visé pour les ventes québécoises ». (Exportations à long terme et utilisation des interconnexions, Plan de développement 1993, proposition). »

La Régie a dit aussi dans sa décision D-2000-102 à la page 13 que l'uniformité de la tarification du transport ne signifie pas un tarif unique.

« La régie prend acte du principe énoncé dans la Directive de l'uniformité territoriale de la tarification du transport de l'électricité sur l'ensemble du réseau de transport d'Hydro-Québec. Cependant, elle considère que ceci n'implique pas nécessairement une allocation uniforme des coûts ni des tarifs uniformes. »

Le Regroupement a reproduit dans les lignes qui suivent différents extraits³ du rapport du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) et portant sur la ligne à courant continu, la justification de ses coûts supérieurs et son utilisation projetée. Ces extraits démontrent sans l'ombre d'un doute que la ligne à courant continu a été avant tout pensée et construite pour l'exportation. Des solutions beaucoup moins coûteuses auraient pu être envisagées pour répondre à la pointe hivernale des consommateurs québécois. Dans le contexte actuel de déréglementation de la production d'Hydro-Québec et où les profits des activités commerciales de la société d'État ne sont plus fondus dans l'entreprise intégrée, l'équité commande que l'allocation des coûts de cette ligne reflète la réalité causale de sa construction et de son utilisation. De plus, l'intégrer intégralement dans la base de tarification des consommateurs québécois sous les faux prétextes utilisés par

³ <http://www.bape.gouv.qc.ca/commpresse/index.htm> (rapport No. 47)

Hydro-Québec pour justifier une telle situation (réseau intégré, coûts moyens,...) équivaldrait à avaliser un interfinancement indu à mêmes nos tarifs (la ligne est payée par l'ensemble des consommateurs, elle est utilisée à 97% par l'entité dérèglementée et les profits sont versés en grande partie en dividendes au gouvernement). De plus, une telle façon de faire ne permet pas de refléter les coûts réels d'exporter notre énergie et est susceptible de favoriser des développements de projets à l'exportation qui ne sont pas réellement rentables. Il est donc impératif que la Régie accepte de procéder à une allocation des coûts par fonction, comme le recommande le Regroupement.

Les extraits pertinents se lisent comme suit :

- Rapport Présenté à Québec, le 8 avril 1987 à Monsieur Clifford Lincoln, ministre de l'Environnement par André Beauchamp, président Bureau d'audiences publiques sur l'environnement :

« Objet: Projet de ligne a courant continu à 2 X 450 KV, Radisson, Nicolet, Des Cantons, Réseau de transport d'énergie du Nord-Ouest québécois (section en territoire non couvert par la convention de la Baie James et du Nord québécois).

« La seule raison que la Commission puisse trouver à ce choix apparemment bizarre est reliée aux contraintes de l'exportation de l'énergie électrique. Les Américains jugent le réseau d'Hydro- Québec non fiable, sujet à des pannes. Si les Américains achètent trop d'énergie venant du réseau d'Hydro-Québec, il y a risque qu'une panne du réseau d'Hydro-Québec amène un débalancement important du réseau américain et donc, une panne aux États-Unis. En conséquence, le Northeast Power Coordinating Council a établi à 2 000 MW la limite d'énergie à importer à partir du réseau d'Hydro-Québec. Comme il y a actuellement des interconnexions pour 1 900 MW, Hydro-Québec ne peut honorer son nouveau contrat qu'en isolant la nouvelle ligne de son réseau. C'est la raison pour laquelle la ligne sera en courant continu de Radisson à Des Cantons (voir Rapport sur les études d'avant-projet, p. 4). De cela, il s'ensuit un corollaire. La

nouvelle ligne à courant continu devra également être plus fiable que l'ensemble du réseau d'Hydro-Québec.

Cette opération permettant d'isoler une ligne du réseau d'Hydro-Québec s'appelle "îlotage" (islanding). Elle rendrait possible à Hydro-Québec de livrer de l'énergie même lors de pannes générales du réseau d'Hydro-Québec, ou du moins le temps de permettre au réseau américain de s'ajuster. Cette interprétation a été confirmée par les représentants d'Hydro-Québec.

Le choix du courant continu, comme je l'ai mentionné, s'est avéré un choix qui est dû à l'interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre. (M. Normand Legault, 13 décembre 1986, vol. 4, p. 22)

Le courant continu est devenu un choix nécessaire lorsqu'on a décidé de s'interconnecter avec le réseau américain, et lorsqu'on a décidé aussi de garantir une alimentation de cette interconnexion-là même si une panne générale était entraînée sur le réseau d'Hydro-Québec. (M. Normand Legault, 12 décembre 1986, vol. 3, p. 74) P 2.9 (...)

Au lieu de se satisfaire d'une technologie qu'elle connaît très bien, elle prend le risque d'un saut technologique important et s'astreint de plus à des critères de fiabilité plus exigeants que dans les domaines qui lui sont déjà familiers.

En choisissant le courant continu pour sa ligne de transport d'énergie Radisson - Nicolet - Des Cantons, Hydro-Québec opte pour la voie la plus difficile et ce choix est entièrement dicté par la volonté d'exporter de l'énergie. (p. 2.10) (...) Si la justification de la ligne repose en partie sur la demande de pointe du réseau, les choix technologiques, eux, sont commandés par l'exportation d'énergie. Québec et aux États-Unis: Le projet est mené conjointement par exemple, le contrat d'équipement est donné au même fournisseur (exemple: ASEA inc.). Le promoteur, tout au long de l'audience, a associé régulièrement l'actuel projet à la ligne partant du poste Radisson et se terminant au poste de Sandy Pond au Massachussets (Etats-Unis). De ce point de vue, il s'agit d'un unique projet en deux pays différents. (p 2.11) (...) «Hydro-Québec prétend que la ligne projetée est

d'abord destinée à soutenir le réseau et, secondairement, à l'exportation. » La Commission en arrive à la conclusion inverse: la ligne est d'abord pensée pour l'exportation et, secondairement, pour soutenir le réseau.» «Le projet à l'étude n'est pas la sixième ligne du réseau de transport de la Baie-James, mais " la première ligne Radisson - Nicolet - Des Cantons"». (p. 2.12)

Il ressort de l'analyse de la preuve fournie par Hydro-Québec que l'activité exportation ne supporte pas pleinement ses coûts de transport (Acef de Québec soutient la même thèse p. 39 de sa preuve). Pis encore, la proposition tarifaire d'Hydro-Québec mise en preuve permettrait d'accroître et de consolider cette inacceptable situation.

Il est donc essentiel que les coûts réels associés aux exportations soient honnêtement et totalement comptabilisés afin d'éviter tout interfinancement indu et s'assurer que ladite rentabilité des exportations est bien réelle. Pour ce faire, la Régie doit identifier les coûts communs et les partager de manière équitable et définir les coûts spécifiques à l'activité exportation. Une allocation distincte des coûts associés à la ligne à courant continu et aux interconnexions au prorata de leurs utilisations respectives permettrait d'atteindre cet objectif réglementaire.

Cette distinction est d'autant plus importante que dorénavant les profits (ou les pertes) liés à l'exportation reviennent à l'activité non réglementée et non aux consommateurs québécois qui auront pourtant payé ces lignes.

Mais plus important encore, le fait de faire payer les lignes dédiées à l'exportation par l'ensemble des usagers ne permet pas d'établir une comptabilité complète, exacte et transparente des coûts réels inhérents à l'activité exportation ce qui est susceptible de favoriser le développement de projets sur une base de coûts tronqués, les Québécois payant, selon la méthode proposée, l'intégralité sinon la majorité des coûts de ces actifs.

CHAPITRE 5 - Ajouts de capacité et installations d'attribution particulière

Quant à la question des ajouts de nouveaux actifs de transport, il faut s'assurer que ces nouveaux actifs serviront effectivement les usagers québécois avant de leur imputer une partie du coût des ajouts. Ainsi, par exemple, lors des précédentes négociations avec le gouvernement de Terre-Neuve pour le développement de la phase 2 de Churchill Falls, on pouvait lire dans un document qui était disponible sur le site électronique⁴ de Terre-Neuve le 23 février 1999, que :

« The \$3 billion cost for the lines (both in Labrador and Quebec) will be rolled-into the Québec grid. This is critical to the viability of the project for Newfoundland and Labrador. »

En fait Hydro-Québec n'a jusqu'à maintenant eu qu'à prétendre que son projet était conçu pour desservir la charge locale d'une manière ou d'une autre et en partie pour le faire payer par les consommateurs québécois même si ce dernier, tout comme la ligne à courant continu, sera entièrement dédié aux exportations. La façon simple et élégante qu'Hydro-Québec choisit généralement, en l'absence de la justification d'une augmentation démontrée de la demande, est l'argument de la sécurité et la fiabilité du réseau ou encore que le nouveau projet permet de boucler une région en prévention d'un verglas futur. Les analyses et décisions du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement ont toutefois permis d'établir clairement que certains des projets étaient faussement justifiés en fonction des besoins de la charge locale. Dès lors la Régie doit connaître et s'assurer de la justification énergétique (besoins) de tous nouveaux équipements. On constate selon les données fournies par Hydro-Québec que la demande pour la clientèle résidentielle n'augmente presque pas comparativement à l'industrielle. Par contre, avec ses programmes commerciaux qui ne bénéficient qu'à l'industrie et aux commerces, Hydro-Québec fait augmenter la demande qui gruge notre énergie patrimoniale (165 TWh) et devance les besoins en nouveaux équipements. Devrons-nous payer collectivement pour la nouvelle production et les équipements de transport qui y seront reliés ? Serait-il équitable que les

⁴ <http://www.gov.nf.ca/releases/1998/exec/0309n02.htm>

petits consommateurs soient facturés pour ces nouveaux équipements en tenant compte uniquement de la composante puissance et de la pointe maximale annuelle ? On se rend bien vite compte que la proposition d'Hydro-Québec est inéquitable encore une fois pour les petits consommateurs québécois.

Un regroupement connu sous le nom de « Coalition Arc-en-ciel » avait, à l'époque, fait état et dénoncé les termes de cette entente qui obligeaient les consommateurs québécois à payer pour une ligne qui servirait essentiellement à des fins d'exportations (Churchill Falls 2) du moins dans les premières années. La proposition d'Hydro-Québec dans le présent dossier permettrait, si la Régie acceptait d'y donner suite, de formaliser cette approche au niveau réglementaire.

Les audiences du BAPE tant pour la ligne Hertel-des Cantons que Grand-Brûlé-Vignant ont démontré, malgré les prétentions à l'effet contraire d'Hydro-Québec, que ces lignes étaient construites à des fins d'exportation avant tout.

Dernièrement, le gouvernement du Québec a endossé la recommandation du BAPE de considérer le projet Grand-Brûlé-Vignant comme inutile aux consommateurs québécois. ARC-FACEF-CERQ voit dans cette décision gouvernementale une base solide pour inviter la Régie à la prudence quant aux affirmations d'Hydro-Québec relatives aux nouvelles installations de transport.

ARC-FACEF-CERQ s'inquiètent de cette propension d'Hydro-Québec de faire payer les consommateurs québécois pour la majorité des coûts de nouveaux actifs de transport sous prétexte de contribuer à la fiabilité du réseau ou à la desserte de la charge locale même si ce n'est que pour d'infimes périodes de temps. C'est pourquoi nous réitérons notre opposition à l'utilisation des coûts moyens et du prétexte de l'uniformité territoriale des tarifs permettant de noyer l'ajout de nouvelles lignes fort coûteuses et dédiées à la fonction exportation dans la base de tarification des consommateurs québécois.

Notre Regroupement recommande à la Régie d'accepter et de procéder à la fonctionnalisation de certains actifs. La Régie devra aussi être particulièrement vigilante à cet égard et définir des barèmes clairs permettant

de distinguer et de qualifier les actifs devant être considérés comme des ajouts de capacité pour la charge locale des installations d'attribution particulières dédiées aux exportations et servant avant tout le bras exportations d'Hydro-Québec Production. Inutile de préciser que les montants en cause sont énormes et les décisions réglementaires à venir seront lourdes de conséquences pour certains choix de développement économique et énergétique qui seront ainsi basés ou non sur des coûts réels et bien imputés.

Si de nouveaux actifs sont construits à la demande d'Hydro-Québec Distribution ou d'Hydro-Québec Production, il conviendrait de s'assurer qu'il existe un réel besoin pour la charge locale et qu'il n'existe pas de solutions alternatives moins coûteuses ou plus rentables socialement avant d'en imputer les coûts à la charge locale.

Les coûts de certaines autres fonctions devraient aussi être alloués de façon distincte. Ainsi, les coûts de la fonction Soutien devraient être répartis en fonction de l'énergie car rien ne permet de croire que ces coûts varient en fonction de la puissance de pointe. Il en est de même, selon l'Acef de Québec, avec les frais de contrôle du réseau. L'énergie étant une mesure moins ponctuelle que la puissance de pointe, ceci permettrait une récupération plus stable des coûts.

La fonction raccordement à des clients spécifiques et aux clients L devrait aussi être allouée directement aux clients utilisant ces raccordements. Il s'agit ici d'une allocation directe, pratique courante dans l'industrie électrique, qui permet d'assurer l'équité envers les autres clients du réseau.

Compte tenu de la décision du gouvernement de ne pas aller de l'avant avec la construction de la controversée ligne de Grand-Brûlé-Vignant, le regroupement ARC-FACEF-CERQ recommandent que la Régie demande à Hydro-Québec de retirer dès maintenant le coût de cette ligne de sa base de tarification et refasse ses calculs en conséquence. En fait, la Régie se doit d'exiger dès maintenant qu'Hydro-Québec retire de sa base de tarification le coût de tous les projets non encore adoptés par décret gouvernemental et qui ne servent pas les consommateurs québécois.

CHAPITRE 6 - La méthode d'allocation des coûts

De l'avis du Regroupement, la méthode d'allocation proposée par Hydro-Québec est inacceptable car elle ne reflète pas la réalité de son réseau de transport qui intègre dorénavant, en vertu des dispositions de la Loi 116, les lignes THT. Tant que ces lignes seront présentes dans la définition du réseau, la méthode proposée par Hydro-Québec, soit le 1 Pointe Coïncidente (1PC) demeurera tout à fait injustifiée.

En fait, en plus d'avoir collaboré aux changements de la *Loi sur la Régie de l'énergie* de manière à rendre celle-ci « conforme » à la vision du développement énergétique du Québec qu'elle partage avec le gouvernement et d'avoir réussi à faire l'économie d'un débat en bonne et due forme sur les lignes de transport associé, la société d'État propose une méthode d'allocation qui permet de faire financer en douce par les consommateurs québécois une partie importante des coûts de transport pour ses exportations. L'activité déréglementée et l'actionnaire y trouvent donc doublement leurs comptes!

Le Regroupement, afin d'éviter les redites, réfère la Régie sur le présent chapitre à l'expertise écrite de son expert M Co Pham produite sous la cote ARC-FACEF-CERQ-2, doc.1, et réitère *in extenso* les positions soutenues par son expert. Nous référons également La Régie à la présentation écrite (ARC-FACEF-CERQ-2, doc.3) et verbale faite par notre expert monsieur Co Pham lors de l'audience du 31 mai 2001(voir particulièrement les pages 75 à 111 des notes sténographiques du 31 mai 2001). Nous nous contenterons de discuter de certains points précis soulevés dans l'argumentation écrite d'Hydro-Québec.

Hydro-Québec formule sa demande dans son argumentation écrite dans les termes qui suivent :

« Le transporteur demande à la Régie de traiter l'ensemble des coûts de transport comme des coûts de puissance et d'établir le tarif de transport sur la base de la pointe annuelle. » (Argumentation écrite d'Hydro-Québec, page 135)

Cette demande d'Hydro-Québec comporte trois volets :

- 1) traitement des coûts de l'ensemble des installations de transport, ce qui exclut toute allocation distincte de certaines fonctions.
- 2) l'ensemble des coûts de transport serait traité uniquement comme des coûts de puissance, et non pas par une combinaison puissance-énergie telle que reflétée dans les méthodes Utilisation du système et 12 PC recommandées par ARC-FACEF-CERQ.
- 3) la pointe annuelle (coïncidente) serait le seul paramètre utilisé dans l'allocation des coûts.

Chacun des trois volets de la demande d'Hydro-Québec renferme des éléments inéquitables envers les consommateurs québécois, tout particulièrement les petits consommateurs.

Volet 1.

Suite à la demande de la Régie à Hydro-Québec de présenter les coûts par diverses fonctions et suite au questionnement de certains intervenants, Hydro-Québec a admis que la très coûteuse ligne à courant continu sert presque exclusivement à l'exportation d'Hydro-Québec. Évidemment, « rouler » cet élément coûteux dans ce qu'on appelle « un ensemble indissociable » et le

faire payer par les consommateurs québécois sous prétexte du « coût moyen » constitue une iniquité envers ces derniers.

Par cette demande, Hydro-Québec désire aussi « rouler » dans cet « ensemble indissociable » un montant annuel d'environ 44 millions de dollars qui représente des coûts de «raccordement aux clients spécifiques et aux clients du tarif L » (HQT-10, Doc. 2, page 3 de 5, ligne 12). Il nous apparaît que les petits consommateurs devraient payer, encore une fois, les frais des autres, sans recevoir de contrepartie.

D'autre part, Hydro-Québec construira éventuellement certaines nouvelles installations de production et de transport pour générer des surplus aux fins d'exportation. Sur ce sujet, lisons la déclaration de M. André Caillé, président-directeur-général d'Hydro-Québec :

Q. La Presse : La crise énergétique en Californie et la politique projetée par le président Bush ont-elles un impact au Québec ?

R. M. Caillé : (...) Cela signifie, dans un premier temps, que d'aujourd'hui à 2005-2010, nous serons en construction, si nos projets se réalisent. Cela va donner de l'ouvrage à du monde et donner un marché à bien des entrepreneurs en construction ainsi qu'à des équipementiers. Pour les années 2010 et suivantes (quant entreraient en service Eastmain-Rupert et Gull Island, à Terre-Neuve) une partie de cette énergie servira à satisfaire nos besoins, une autre partie va être en surplus, un surplus temporaire. Nous allons bien sûr l'exporter sur les marchés hors Québec et notamment sur le marché américain.

(Référence : La Presse, Montréal, samedi 16 juin 2001, cahier F, page 12.)

Comme les nouveaux équipements sont généralement plus coûteux et leurs amortissements plus élevés que ceux des anciennes installations, l'arrivée des nouvelles installations ferait augmenter le « coût moyen ». Traiter tous les coûts comme « un ensemble » serait donc sûrement au détriment des consommateurs québécois, toutes catégories tarifaires confondues.

Selon ARC-FACEF-CERQ, la Régie devrait rejeter le volet no. 1 de la demande d'Hydro-Québec, en raison des iniquités évidentes que l'application de ladite demande causerait aux consommateurs québécois.

Notre point de vue est contraire à l'argument d'Hydro-Québec qui invoque des raisons techniques, non vérifiées faut-il le dire, pour rejeter l'allocation des coûts par fonction :

« Allouer les coûts aux utilisateurs du réseau de transport par fonction ne refléterait pas la nature du réseau et produirait des résultats qui ne seraient pas cohérents avec la planification, la conception et l'exploitation du réseau de transport. » (Argumentation écrite d'Hydro-Québec, page 130, premier paragraphe)

Nous nous demandons sérieusement pourquoi le fait d' allouer de façon distincte le coût de certains équipements afin de refléter dans les tarifs les utilisations réelles des différents utilisateurs « ne seraient pas cohérents avec la planification, la conception et l'exploitation du réseau de transport » ? De toute manière, on doit noter qu'il existe une grande différence entre notre critère de « tarifs équitables et service prioritaire aux consommateurs québécois » et celui de la « cohérence avec la planification, la conception et l'exploitation du réseau » soutenu par Hydro-Québec. Nous sommes d'avis, et ce, au risque de se répéter, qu'en matière d'allocation des coûts l'aspect planification n'est somme toute que secondaire dans la recherche de la causalité des coûts.

Volets no. 2 et no. 3

Les chapitres précédents de notre argumentation permettent de conclure que la demande d'Hydro-Québec mènerait à un genre de subvention indirecte par les consommateurs québécois à l'activité Exportation d'Hydro-Québec. L'application éventuelle de la méthode proposée par Hydro-Québec dans la cause Distribution causerait aussi des impacts désastreux sur les petits consommateurs :

« Si la méthode proposée par Hydro-Québec dans cette cause était appliquée aux calculs de tarif des consommateurs de la catégorie Domestique dans la cause sur la distribution à venir, elle les pénaliserait d'environ 200 millions de dollars par année. »
(Rapport d'expertise de M. Co Pham ARC-FACEF-CERQ-2, doc.1 page 52)

Pour des motifs d'équité envers les consommateurs québécois, nous soumettons respectueusement à la Régie qu'elle doit rejeter la demande ci-dessus d'Hydro-Québec et choisir une solution alternative plus juste, raisonnable et respectueuse du pacte social.

6.1 . Signal de prix

Pour comprendre le «signal de prix» qu'Hydro-Québec veut envoyer aux utilisateurs du réseau, prenons le temps de lire la justification qu'elle soumet à la page 137 de son argumentation écrite:

«C'est la recherche d'un signal de prix efficace qui a conduit Hydro-Québec et plusieurs intervenants à proposer que d'une part, l'ensemble des coûts de transport soit traité comme des coûts de puissance et que d'autre part, le tarif de transport soit établi sur la base de la pointe annuelle dans le but d'imputer à chacun des utilisateurs du réseau une part juste et équitable des coûts de transport.

La conception physique et la planification du réseau de transport représentent les éléments fondamentaux à la base de cette planification. (...) »

Selon Hydro-Québec, la tarification est donc basée fondamentalement sur la conception physique et la planification du réseau de transport. Ces activités sont toutes menées à l'intérieur de la même entreprise qu'est Hydro-Québec. Alors il nous est apparu intéressant de voir si la thèse d'Hydro-Québec reposait sur une opinion externe. À ce sujet, lisons la réponse du Dr. Ren Orans à une question du procureur d'ARC-FACEF-CERQ :

« Q. Si on consulte votre preuve [...], c'est écrit à la ligne 3 de la page 18 :

Cependant le réseau d'Hydro-Québec est conçu pour répondre uniquement à la pointe d'hiver; par conséquent, les coûts du service annuel transport en réseau intégré et de point à point à long terme sont plus fidèlement reflétés dans la méthode du 1CP.

Avez-vous, vous-même, fait une analyse du réseau d'Hydro-Québec pour faire pareille affirmation?

A. No, I have not, I have just relied on their own testimony and their own expertise.
(notes sténographiques du 15 mai 2001, pages 161-162)

L'expertise du Dr Orans sur le choix de la méthode repose donc totalement, de son propre aveu, sur les dires et préceptes d'Hydro-Québec relativement aux caractéristiques de son réseau, ce qui à notre avis, diminue énormément la portée et la valeur de ce témoignage à cet égard.

À l'opposé de la position d'Hydro-Québec, l'ACEF de Québec et ARC-FACEF-CERQ ont prouvé que la méthode de calculs des tarifs d'Hydro-Québec n'est pas équitable pour les consommateurs québécois. Ces derniers se retrouvent à subventionner indirectement l'activité Exportation d'Hydro-Québec. Dans ce contexte si on veut envoyer un véritable « signal » de prix, il devrait être envoyé à Hydro-Québec Exportation.

À tout événement, avant de parler de signal de prix, il faut avant tout que la méthode retenue reflète les véritables coûts. Une méthode ignorant la composante énergie dans un réseau comme celui d'Hydro-Québec enverra nécessairement un mauvais signal de prix.

Quant à l'appui à l'efficacité énergétique, au niveau du signal de prix, lisons l'argument d'Hydro-Québec à ce propos :

« La méthode d'allocation des coûts de puissance de transport sur la base de la pointe annuelle (1 CP) donne un signal de prix qui permet de réduire à terme la facture des utilisateurs du réseau lorsqu'il y a déplacement de charge de la pointe vers les autres mois. Elle permet donc d'attribuer à chacun des clients du réseau de transport sa juste quote-part des coûts de puissance engendrés pour répondre à la demande maximale. Le signal de prix ainsi généré contribue aux bons choix économiques et favorise les mesures d'efficacité énergétique »
(Argumentation écrite d' Hydro-Québec, page 141)

C'est une évidence que de dire que tout déplacement de la charge de la pointe vers les autres mois réduit à terme le coût des installations de production et de transport associées à la satisfaction de la pointe. Cependant, cette évidence ne saurait être utilisée pour conclure que la méthode du 1 PC est la plus appropriée parmi les méthodes alternatives. Par exemple, la méthode des 12 PC, en plus de tenir compte la puissance de pointe, a l'avantage d'être capable de refléter l'utilisation du réseau pendant les autres moments de l'année. Ce dernier facteur est très important dans la décision d'Hydro-Québec de construire des installations du réseau à coût de capital élevé. En effet, c'est inimaginable de croire que l'on accepterait de dépenser des milliards et des milliards de dollars pour construire des lignes de mille kilomètres de long si cela est juste pour la pointe!

Mais plus fondamentalement, il faut regarder toute question tarifaire ainsi que la contribution de diverses catégories de consommateurs aux dépenses reliées à l'efficacité énergétique sous l'angle de l'équité. À cet égard, nous nous permettons de réitérer respectueusement à la Régie l'opinion du Regroupement exprimée lors de la présentation du 31 mai 2001 :

« Quant à nous, nous sommes en faveur de toutes les mesures d'efficacité énergétique réellement efficaces mais en désaccord avec la façon de facturer les petits consommateurs québécois au-dessus de son coût réel [...]. Nous préférons obtenir des tarifs justes et raisonnables pour tous les consommateurs québécois dans cette cause et discuterons très sérieusement des mesures d'efficacité énergétique séparément quand le temps sera venu. »

(Notes sténographiques du 31 mai 2001, page 47)

Tel que déjà spécifié, l'équité, le reflet de la causalité des coûts et des caractéristiques fondamentales du réseau hydroélectrique constituent la toile de fond sous-tendant notre analyse.

Tous les réseaux sont conçus de manière à rencontrer leur pointe annuelle, il s'agit là d'une contrainte commune à tous les réseaux. Le fait que le réseau d'Hydro-Québec se distingue des autres réseaux par d'autres caractéristiques encore plus fondamentales et reflétant davantage son unicité justifie à notre avis que la Régie ait recours à une méthode d'allocation plus près de la causalité de ces coûts.

Les grandes lignes de transport (que l'on peut associer d'une certaine façon à la notion de GRTAs) sont directement conçues et construites en fonction de la rentabilité économique globale de l'entité intégré regroupant les trois entités Production, Transport et Distribution. (Voir les pièces ARC-FACEF-CERQ-7 et ARC-FACEF-CERQ-8)

Les apports d'eau constituent un facteur important dans le choix d'investissement pour justifier le nombre de lignes devant être construites pour amener cette énergie vers le sud. La rentabilité des centrales et de ces lignes étant basée sur la quantité d'énergie qui serait transportée pendant d'innombrables moments d'une année et ce, pendant plusieurs années.

Ces lignes de transport associées à la production se distinguent des autres installations de transport qui assument des rôles plus traditionnels de répartition régionale et de transformation. Elles ont été construites de façon intégrée avec les centrales éloignées pour minimiser les coûts totaux et, par conséquent, la méthode d'allocation retenue doit prendre ce facteur en considération et répartir les coûts en fonction de l'énergie et de la puissance transportées sur le réseau.

Les coûts hautement supérieurs de ces grandes lignes, compte tenu de la distance à parcourir entre les centrales du nord et la desserte des centres de consommation par rapport aux autres réseaux de transport fonctionnant à base d'énergie thermique situés plus près des centres de consommation, démontrent bien la nécessité que le réseau d'Hydro-Québec soit regardé aussi en fonction de cette particularité propre, ces lignes étant liées de façon intrinsèque à la production. (Voir les pièces ARC-FACEF-CERQ-7 et ARC-FACEF-CERQ-8)

Il est évident que ces lignes ne transportent pas uniquement de la puissance et qu'une grande part de leur rôle est aussi de transporter des quantités massives d'énergie des centrales jusqu'aux grands centres de consommation. L'allocation des coûts chez Hydro-Québec intégré doit refléter cette réalité qui n'existe pas dans un réseau thermique par exemple où il peut être davantage question de puissance pour l'allocation des coûts.

A cet égard, il est intéressant de souligner que le Premier ministre M. Bernard Landry a fait directement référence dernièrement à la contribution en puissance et en énergie du complexe Eastmain lors d'un point de presse :

« ...Le Premier ministre Bernard Landry n'a pas caché, hier, que la réalisation de ce projet pouvait permettre d'accroître les exportations, même si la croissance de la demande interne est réelle. **«C'est important de gérer la puissance**

et l'énergie comme on dit dans le jargon, déclare M. Landry. (...) Évidemment, notre idéal, c'est d'exporter plus que nous importons et c'est le cas présentement. Et à de très bons prix en période de pointe, comme vous le savez (...) »

(New York assoiffé d'énergie Lisa Binsse , LA PRESSE 2 juin 2001 ALBANY, New York)

La composante production tel qu'admis par Hydro-Québec se divise pour chacune des proportions énergie et puissance selon les proportions suivantes : 33% Puissance et 67% énergie.

Il nous semble tout à fait équitable que les lignes de transport associées à la production qui constituent l'élément le plus important, en termes de coûts, du réseau de transport devraient aussi refléter cette réalité. À cet égard, il est intéressant de rappeler ce qu'Hydro-Québec écrivait dans son Plan de développement 1993, volume 5, à la page 25 :

« De plus, pour un parc à forte prédominance hydroélectrique comme celui d'Hydro-Québec, la satisfaction des besoins de puissance n'est pas suffisante pour répondre aux besoins énergétiques tout au long de l'année. En effet, pour un parc hydroélectrique, la production énergétique annuelle est limitée par les apports en eau et non par la capacité de fonctionnement des centrales. »

Suite à cet énoncé, il est évident que la réponse aux besoins énergétiques des Québécois nécessite aussi le recours à de l'énergie. ARC-FACEF-CERQ réitèrent leur position à l'effet que l'allocation des coûts pour les lignes de transport associées et l'ensemble du réseau de transport doit se faire en fonction de ces deux éléments, soit la puissance et l'énergie.

En réponse à une question de M. Tony Frayne, régisseur dans la présente cause, lors de la présentation du Regroupement, notre expert M. Co Pham a aussi clairement précisé que le traitement des lignes de répartition (haute tension) devrait être le même que celui dévolu aux lignes à très haute tension qu'on peut associer à la production; tous les deux types de lignes devraient être traités de la même façon par le truchement du facteur d'utilisation pour

traduire correctement l'importance relative des deux composantes puissance et énergie dans le coût total.

Q Vous avez, en tout cas, la fonction très haute tension et là, si je comprends bien, disons que vous avez la fonction qui regroupe les lignes des centrales éloignées ?

R. Oui.

Q. ... à très haute tension et tout ce qui va avec ça, et ça serait l'utilisation du système que vous trouvez la méthode la plus juste sur le niveau théorique, si on veut ?

R. Oui...

Q. Ce que j'ai compris de votre approche ce matin, vous avez expliqué cette approche utilisation du système.

R. Oui.

Q. Et il me semble que vous justifiez ça vis-à-vis la fonction transport longue distance. Pour la fonction, mais là, je ne me rappelle pas de vos termes exacts, mais la fonction, disons le réseau acheté(sic devrait lire HT) (...) (...)... est-ce que vous utiliseriez là aussi utilisation du système ou croyez-vous qu'une autre méthode est plus appropriée ?

R. (...). Pour le transport à haute tension par exemple, qui a une caractéristique régionale, on peut faire ce regroupement-là et utiliser la méthode utilisation du système.

(...)

R. (...) je préfère suggérer la même méthode d'utilisation pour les deux parties.

(notes sténographiques du 31 mai 2001 pages 165-167)

L'écart existant entre les demandes en hiver et en été ne constitue par une raison suffisante permettant de justifier l'adoption de la méthode 1PC. Il est plus important et plus équitable de considérer la cause des coûts.

6.2 - La conception du réseau, la causalité des coûts

Dans la partie « 2.2.3 Conception du réseau pour la pointe », à la page 57 de l'argumentation écrite d'Hydro-Québec, on peut lire ce qui suit:

« Tel qu'établi aux pages 23 et 24 de la pièce HQT-3, document 1, les besoins du Québec sont les plus élevés durant les périodes froides de l'hiver, en raison notamment du chauffage des locaux. Il s'agit là d'une caractéristique fondamentale qui distingue le réseau de transport d'Hydro-Québec des autres réseaux nord-américains. »

L'énoncé précédent fait un lien direct, mais combien partiel, entre une caractéristique de la demande et celles du réseau de transport d'Hydro-Québec. La demande est évidemment très élevée en hiver, mais le coût du réseau de transport serait beaucoup moins coûteux si la portion "énergie" avait été satisfaite principalement par du nucléaire, comme ce fut le cas de l'Ontario, au lieu des centrales de production hydroélectriques éloignées. Signalons aussi que le réseau de transport d'Hydro-Québec sert à autres choses que le chauffage, l'éclairage et autres types de consommation du secteur Domestique qui, dans l'ensemble, ne constitue qu'environ un tiers du volume total de vente au Québec⁵.

Dans le paragraphe précédent, Hydro-Québec ne nous dit pas que son réseau sert aussi à alimenter en électricité d'importantes alumineries et d'autres industries énergivores qui ont la réputation de causer des problèmes d'énergie bien plus que de la puissance de pointe. On omet aussi de nous dire que les exportations aux États-Unis se font le plus souvent en été. Nous tenons à

⁵ Source: Données d'Hydro-Québec pour 1998, Cause R-3398-98, HQ-18, Document 14-1 en liasse, page 30
reproduites dans ARC-FACEF-CERQ -2, Document 1, page 58
- Tarif D: 48 173 GWh
- Total des ventes : 142 234 GWh (excluant les exportations)
Part du tarif D en énergie: 48 173 / 142 234 = 33%

rassurer la Régie que nous n'entendons pas traiter, dans le cadre de cette cause, le sujet complexe de la rentabilité économique des alumineries et des exportations d'Hydro-Québec. Cependant, nous pensons fortement que l'identification des caractéristiques fondamentales du réseau d'Hydro-Québec devrait se faire de façon complète et objective pour que ladite identification puisse être utile à l'établissement des tarifs équitables envers tous les usagers du réseau.

Au sujet des caractéristiques du réseau d'Hydro-Québec, ARC-FACEF-CERQ soumettent à l'attention de la Régie l'opinion suivante de leur expert, monsieur Co Pham :

« Le réseau de transport d'Hydro-Québec se caractérise par la présence d'installations à très haute tension et de longues distances à coût très élevés. C'est une situation très particulière, sinon unique en Amérique du Nord. La méthode d'allocation choisie pour Hydro-Québec doit donc refléter cette caractéristique.

Alors, dans son cas, il faut se demander si ces installations ont été construites et exploitées pour la puissance de pointe ou pour l'énergie. Il faut aussi examiner comment le coût de certaines fonctions du réseau varie avec ces paramètres. »
(ARC-FACEF-CERQ 2, Doc. 1, pages 13 et 14)

Dans son argumentation, Hydro-Québec décrit sommairement l'aspect physique (ingénierie) de la conception du réseau et non sa cause ou son utilité en fonction de la puissance et de l'énergie:

« Le réseau doit ainsi disposer des équipements de transport suffisants pour répondre à cet appel maximal de puissance électrique. [...] La démonstration faite par le témoin Jean-Pierre Gingras, que l'on retrouve notamment aux pages 59 à 104 du volume 8 des notes sténographiques, établit de façon probante que la conception du réseau de transport est faite, et a toujours été faite, en fonction de rencontrer une puissance

maximale appelée sur le réseau. [...] Et non pas en fonction de l'énergie: « [...] Ça fait que la position qu'on a nous autres, devant cet élément-là, c'est qu'un réseau, ce n'est pas conçu selon un concept d'énergie produite. Effectivement, on transporte de l'énergie, [...] (Argumentation écrite d'Hydro-Québec, pages 57-58)

Il est intéressant de remarquer au passage qu'Hydro-Québec indique qu'on « conçoit » un réseau pour la pointe, mais qu'il reconnaît en même temps qu'effectivement « le réseau transporte de l'énergie » !

La conception physique pour répondre à une puissance maximale donnée n'est pas le propre du réseau d'Hydro-Québec et ne justifie pas automatiquement l'allocation des coûts en fonction seulement de la puissance maximale à la pointe du réseau (méthode 1 PC).

Dans l'allocation des coûts aux fins tarifaires, l'interprétation du terme puissance doit prendre une dimension plus large que le sens donné habituellement en ingénierie à ce mot. Aux États-Unis, les réseaux font face aussi au problème de satisfaire la pointe et leurs techniciens travaillent aussi avec des flux de puissance, mais la très grande majorité des réseaux utilisent la méthode des 12 PC. Au Canada, les techniciens du réseau de la Colombie-Britannique travaillent aussi avec le paramètre « puissance » pour permettre la satisfaction de la demande de pointe de la province, mais cela n'a pas empêché la Colombie-Britannique d'utiliser la méthode des 12 PC, en plus de l'application du concept des GRTA, donc d'une allocation distincte de ces lignes à la production.

L'argumentation d'Hydro-Québec cause une confusion entre l'aspect d'ingénierie (la conception physique) d'un réseau et l'évaluation de son utilité économique pour fins tarifaires. Cette confusion a des impacts négatifs sur le choix d'une méthode d'établissement des tarifs de transport. En effet, Hydro-Québec se sert de sa propre description de la conception du réseau pour

justifier sa demande à la Régie que les coûts du réseau de transport soient considérés comme étant reliés seulement à la puissance⁶.

Bref, l'argument d'Hydro-Québec relatif à la conception du réseau est partiel et n'explique pas complètement la cause de la construction des installations de transport conformément au principe de « causalité des coûts » reconnu par la Régie et utilisé dans de nombreux ouvrages de tarification.

La discussion sur la causalité des coûts nous amène à commenter certains arguments d'Hydro-Québec concernant le faible facteur d'utilisation du RMCC (Réseau Multiterminal à Courant Continu). Rappelons encore une fois un fait admis par Hydro-Québec à l'effet que cet ensemble d'installations (le RMCC) fournit très peu d'électricité aux consommateurs québécois sur la base d'une année :

« Par exemple, la preuve au dossier établit que le RMCC a été utilisé afin de rapatrier de la puissance sur le réseau d'Hydro-Québec pour les besoins de la clientèle québécoise pour une durée de 227 heures en 1999 et de 953 heures en 2000. En terme d'heures, ceci correspond à une fréquence d'utilisation de 3 % en 1999 et de 11 % en 2000. [...] »

Hydro-Québec explique par la suite la faible utilisation du RMCC dans les termes qui suivent aux pages 64 et 65 de son argumentation écrite:

« Hydro-Québec soumet qu'il est normal que le facteur d'utilisation annuel d'un équipement de pointe ou de fine pointe, tel le RMCC, soit relativement faible, à l'instar, par exemple, de certains équipements de production d'électricité (le témoin Co Pham, de ARC-FACEF-CERQ, l'a d'ailleurs expressément reconnu lors de son contre-

⁶ " La conception physique et la planification du réseau de transport représentent les éléments fondamentaux à la base de cette proposition. En effet, tel que mentionné à la section 2.2.2, le réseau de transport d'Hydro-Québec est planifié et conçu pour rencontrer la pointe maximale annuelle. C'est pour répondre à cette demande de pointe que sont effectués les dépenses et les investissements sur le réseau de transport. Conséquemment, ces coûts doivent être considérés comme étant reliés à la puissance." (Argumentation écrite d'Hydro-Québec, page 137)

interrogatoire¹⁴²) ou de stockage de gaz naturel à l'usine LSR de la Société en commandite Gaz Métropolitain (« Gaz Métropolitain »). Malgré leur faible facteur d'utilisation, ce type d'équipement demeure utile et nécessaire pour l'alimentation de la charge locale en période de pointe¹⁴³ et son coût doit ainsi être reflété dans les tarifs, tel que l'ont toujours décidé les autorités réglementaires dont la Régie et son prédécesseur, la Régie du gaz naturel, dans le cas de l'usine LSR de Gaz Métropolitain, par exemple.

142 Témoignage de Co Pham, notes sténographiques, vol. 9, pages 133 et 134.

143 De l'admission même du témoin Co Pham, notes sténographiques, vol. 29, page 133. »

(Argumentation d'Hydro-Québec, page 64 et 65)

Le rôle du RMCC comme un équipement de pointe pour la charge locale ne fait pas de doute: la question n'est pas là ! Il importe plutôt de souligner que si le RMCC est utilisé seulement à environ 3% du temps pour la charge locale en 1999 à titre d'exemple, il sert 97% du temps à l'exportation d'Hydro-Québec (100% moins 3% = 97%). Or, par le biais de la méthode 1 PC, Hydro-Québec en arrive à ce que les consommateurs québécois assument environ 90% du coût total du réseau, indépendamment de l'utilité extrêmement disproportionnée du RMCC aux consommateurs québécois par rapport à l'activité d'exportation d'Hydro-Québec. Il s'agit là, à notre avis, du problème le plus fondamental de l'allocation des coûts de la ligne à courant continu (le RMCC). L'association de l'ensemble des coûts du réseau à la puissance maximale de l'année constitue une iniquité évidente envers les consommateurs québécois de tous les secteurs économiques, notamment les petits consommateurs qui utilisent le chauffage électrique. Le problème est plus aigu si l'on sait que le coût de la ligne à courant continu est, toutes proportions gardées, d'environ 55% plus élevé que le coût moyen des anciennes lignes, selon les propres chiffres d'Hydro-Québec (voir calculs détaillés dans le rapport d'expertise de Co Pham, ARC-FACEF-CERQ-2, Doc. 1, page 45).

Tel que le démontrent les conclusions du BAPE suite aux audiences publiques sur cette ligne à courant continu, cette dernière était surtout pensée à des fins d'exportation. Accessoirement, elle contribue à desservir la pointe des consommateurs québécois qui se voient ainsi obligés de payer pour un projet beaucoup, beaucoup plus dispendieux que s'il avait été pensé pour desservir uniquement la pointe sans aucun objectif d'exportation.

De plus, les trois tests soumis par Hydro-Québec et justifiant, selon cette dernière, que l'utilisation de la méthode du 1PC est adéquate et justifiée dans son cas ne sont pas concluants, à notre avis. En effet, un de ces tests respecte à peine la norme (78% vs 80%) et il suffirait d'un programme sérieux en efficacité énergétique, par exemple, pour modifier totalement les résultats de ce test. Au surplus, nous soumettons que ces tests ne sont que des outils utilisés par la FERC et qu'ils ne peuvent être importés sans nuance par la Régie dans la présente cause. La Régie ne peut aucunement baser sa décision sur des tests qui n'ont jamais été utilisés par Hydro-Québec et sans qu'on ait eu la preuve quant à la méthodologie utilisée pour bâtir les tests. Hydro-Québec tente ici d'importer l'outil sans que la Régie et les intervenants ne connaissent la méthodologie et l'objectif derrière ces tests.

Un autre élément important à prendre en compte est le fait qu'Hydro-Québec utilisait déjà auparavant la méthode d'allocation du système que nous préconisons et qui permet d'intégrer la notion d'énergie, dans l'allocation des coûts à l'interne (voir les pièces déposées sous les cotes ARC-FACEF-CERQ -7 et ARC-FACEF-CERQ -8).

6.3 - Contexte

À notre avis, le changement de « contexte » depuis l'ouverture des marchés américains de l'électricité ne justifie en rien un changement de méthode d'allocation aussi draconien que celui maintenant proposé par Hydro-Québec. Au contraire, il est encore plus important que jamais que les coûts soient alloués de la manière la plus juste et équitable envers les consommateurs québécois et que les résultats de l'application de la méthode retenue reflètent cette préoccupation première. Le nouveau contexte commercial qui exige, en

bout de ligne, plus de financement pour des exportations massives et l'utilisation plus intensive du réseau de transport commande justement une meilleure protection des consommateurs québécois.

L'élément le plus important devant être considéré étant justement la nécessité que les consommateurs québécois soient les premiers à bénéficier des choix qui ont été faits collectivement de favoriser le développement hydroélectrique. Ces derniers n'ont pas à interfinancer directement ou indirectement les exportations de par le choix d'une méthode d'allocation favorisant ces dernières. Les acquis de ces décisions passées appartiennent avant tout à l'ensemble des québécois qui demeurent les véritables actionnaires d'Hydro-Québec et les exportations ne doivent être faites que si une rentabilité réelle est démontrée à partir des excédents existants.

Il est intéressant de noter aussi le fait qu'avec la méthode 1PC, Hydro-Québec veut que soit reconnue la pointe annuelle maximale comme étant la source principale sinon la seule source de coûts de son réseau et que malgré l'importance de ce facteur, elle ne cherche pas de façon concomitante à la présentation de sa proposition à mettre en place un mécanisme qui permettrait de diminuer lesdits coûts. Toute entreprise préoccupée par la croissance de ses coûts cherche habituellement à faire diminuer ces derniers.

Un autre élément permettant de justifier le rejet de la méthode 1 PC proposé par Hydro-Québec est le fait qu'en plus de ne pas refléter adéquatement la causalité des coûts du réseau de TransÉnergie, cette méthode du 1 PC n'est utilisée que par 4 compagnies électriques sur les quelque 150 entreprises recensées par Hydro-Québec en Amérique du Nord (témoignage de M. Albert Chéhadé, notes sténographiques du 14 mai 2001, page 63 et argumentation écrite d'Hydro-Québec, page 140).

Dès lors, ARC-FACEF-CERQ demandent à la Régie de rejeter la méthode proposée par Hydro-Québec sur la base des arguments présentés précédemment et de considérer les méthodes alternatives suivantes soit « Utilisation du système » ou 12 PC. Ces deux méthodes permettent, chacune à leur façon, d'introduire la notion d'énergie dans l'allocation des

coûts. Elles permettent aussi de prendre en compte adéquatement l'effet du chauffage électrique sur le coût de transport.

Chacune de ces deux méthodes offre des avantages particuliers :

- La méthode Utilisation du système permet une répartition très précise des coûts de puissance et d'énergie, à condition, bien sûr, que des données mesurées et vérifiées soient disponibles;
- La méthode des 12 PC offre un traitement acceptable des coûts de puissance et d'énergie, tout en étant d'application simple et bien acceptée par l'industrie électrique nord-américaine, y compris la FERC.
- Ces deux méthodes tiennent compte de l'énergie sans oublier la puissance. Afin de s'en convaincre, il suffit d'établir l'écart entre les coûts moyens pour transporter un kilowatt-heure à destination de la catégorie Domestique et de la catégorie Grande Puissance. La première a un besoin de puissance nettement plus élevée que la deuxième en raison de différents modes d'usage de l'électricité, notamment le chauffage électrique. La méthode Utilisation du système attribue un coût moyen de transport d'un kilowatt-heure de 28% plus élevé à destination de la catégorie Domestique qu'à la catégorie Grande Puissance; et dans le cas de la méthode des 12 PC, cet écart est de 25%. Ces écarts sont évidemment nettement inférieurs mais beaucoup plus près de la réalité que celui de 88% résultant de la méthode 1 PC proposée par Hydro-Québec.
- Le Tableau se retrouvant à la pièce ARC-FACEF-CERQ-2, doc. 3, à la page 16 et reproduit ci-après permet de visualiser ces écarts.

	1 PC	Utilisation du système	12 PC
Coût en ¢/kWh			
Domestique (A)	1.93 ¢/kWh	1.59 ¢/kWh	1.51 ¢/kWh
Grande Puissance (B)	1.02 ¢/kWh	1.25 ¢/kWh	1.21 ¢/kWh
† Domest./GP (=A/B)	1.88	1.28	1.25
Rapport Tarif de fourniture (Loi 116)	n/a	1.31	n/a

ARC-FACEF-CERQ recommandent la méthode Utilisation du système laquelle assure le reflet des caractéristiques particulières du réseau d'Hydro-Québec.

Le Regroupement ARC-FACEF-CERQ préconise aussi la méthode de 12 PC. Cette méthode est utilisée par la presque totalité des réseaux nord-américains et constitue en quelque sorte la méthode «standard» adoptée par la FERC. L'utilisation éventuelle de cette méthode par Hydro-Québec serait en harmonie avec l'industrie électrique nord-américaine, quoique cela ne soit pas là une condition *sine qua non* d'acceptation pour le Regroupement. Cette recommandation en est une d'ordre pragmatique car cette méthode peut être plus facile d'utilisation étant moins exigeante en termes de données nécessaires à sa mise en œuvre. Le fait qu'elle soit d'utilisation généralisée dans le milieu peut être considéré comme un argument intéressant par la Régie. De plus, cette méthode permet aussi de refléter la cause des coûts réels inhérents à la construction du réseau en introduisant une notion de durée dans l'équation ce qui permet de refléter la composante « Énergie » au même titre que la composant « Puissance » du réseau.

En ce qui concerne la méthode des 12 NPC, cette dernière ne nous apparaît aucunement justifiée dans le cas du réseau de transport d'Hydro-Québec. Par définition, la puissance non coïncidente (non-coïncident peak "NPC") est la puissance maximale d'une catégorie de consommateur ou d'utilisateur du réseau qui se produit indépendamment de la pointe du réseau. La méthode

des 12 NPC utilise la somme des douze puissances maximales non-coïncidentes de tous les catégories de consommateurs se produisant à des moments différents ; elle reflète donc très mal à la fois le besoin en énergie et celui en puissance des consommateurs dans un réseau centralisé comme celui d'Hydro-Québec, ce qui ne respecte pas l'important critère de causalité des coûts. Ce raisonnement se veut global, il n'empêche pas l'utilisation de la puissance non-coïncidente pour certaines fonctions de transport ayant un caractère local, sans grand lien avec le système central. Notre choix ne se veut pas non plus une critique des autres réseaux de transport qui auraient pu utiliser la méthode des 12 NPC. Au contraire, nous avons toujours préconisé qu'on doit choisir une méthode d'allocation des coûts selon les caractéristiques propres de son réseau.

À la lumière des éléments précédents, la Régie devrait exiger qu'Hydro-Québec retourne à sa table de travail et présente une nouvelle proposition tarifaire basée sur la méthode Utilisation du système ou 12 PC.

CHAPITRE 7 : Les rabais

L'application de rabais sur les tarifs de transport d'électricité a d'abord été justifiée par Hydro-Québec en vue de permettre la réalisation de transactions qui sans eux n'auraient pas été rentables, ces transactions concernant surtout l'activité achat-revente, ou import-export :

« La politique de rabais est conçue pour inciter les intervenants dans le marché à effectuer des transactions qui, sans rabais, ne seraient pas rentables et partant, ne seraient pas exécutées. »
(HQT-4, document 1, p. 16, lignes 12-14).

La lecture de cet énoncé démontre que la rentabilité dont il est ici question est celle des «intervenants» et non celle de Trans-Énergie. De plus, les intervenants en question se limitent presque essentiellement à Hydro-Québec Production, ou plus précisément à son bras Exportation. Il est en effet écrit, à la page 164 de l'argumentation d'Hydro-Québec, que :

« Pour l'instant, le service de transport est surtout utilisé pour du transit d'exportation, et dans une moindre mesure, pour du transit interréseaux. »

Ainsi, il est écrit à la page 169 de l'argumentation d'Hydro-Québec que :

« Depuis l'ouverture du réseau de transport et jusqu'en juin 2000, le transporteur a souvent consenti des rabais afin de favoriser le transit de court terme ».

Toutefois, il est spécifié à la page 138 du volume 24 des notes sténographiques que :

« Le transporteur prend toutes les décisions relatives aux rabais seul, sans consultation avec Hydro-Québec dans ses activités marchandes ».

Il est aussi spécifié à la page 169 de l'argumentation d'Hydro-Québec que :

« L'application de rabais aux tarifs pour les services de court terme constitue un moyen pour optimiser encore plus l'utilisation du réseau de transport et pour maximiser les revenus provenant du service de transport de point à point. Comme la valeur du transport entre deux marchés dépend essentiellement du différentiel du prix de l'électricité entre ces marchés, il peut s'avérer nécessaire d'accorder des rabais au tarif de transport pour encourager des transactions qui, autrement, n'auraient pas lieu faute d'être rentables ».

Les représentants de Trans-Énergie nous assurent d'un côté qu'ils prennent leurs décisions seuls sans consulter Hydro-Québec mais d'un autre côté, ils auraient été suffisamment informés des prix de Hydro-Québec Production pour consentir des rabais afin de rentabiliser les transactions de cette dernière. En plus de soulever des questionnements intéressants sur le degré de séparation fonctionnelle permettant de tels échanges, il ressort de ces affirmations que la clef de voûte de leurs décisions était la rentabilité ou non des transactions du client, dans le cas présent l'activité déréglementée, via le différentiel entre son prix et celui du marché visé. La logique utilisée par Trans-Énergie en ce qui a trait à sa propre rentabilité étant à l'effet que vaut

mieux une transaction, même sans profit, que pas de transaction du tout., alors que le profit ou la rentabilité du client, dans le cas présent, l'activité non-réglementée d'H-Q, soit la production, était assurée en tout temps.

Nous avons pu constater qu'en 1997 et 1998, la valeur des rabais consentis sur le réseau de transport de TÉ était très élevée, atteignant parfois 97% du tarif horaire maximal hors pointe, soit 0.50 \$/MWh, ce qui aurait constitué son prix plancher historique.

Mais la situation du marché a évolué de façon imprévue depuis 1999 de sorte que la valeur de ces achats sur les marchés étrangers a progressé de façon considérable. Ainsi, nous pouvons lire à la page 47 de ce même rapport annuel au chapitre Achats d'électricité et de combustible :

« Cette forte progression s'explique presque entièrement par les achats d'électricité à court terme qui ont augmenté de 1151 M\$, pour atteindre 1409 M\$ en 2000. En effet, l'entreprise a accentué ses achats d'électricité, soit pour des opérations de courtage, soit à des fins de revente en période de pointe. »

Si les rabais se sont avérés nécessaires pour une certaine période, on peut maintenant affirmer qu'ils ne seraient plus requis depuis juin 2000, ce qui a été confirmé récemment par Hydro-Québec.

Dans sa présentation du 22 mai 2001 (voir transcription pages 36-37), TransÉnergie nous prend par surprise en changeant son fusil d'épaule. Dans l'argumentation d'Hydro-Québec, à l'annexe 2 « Politique de rabais », page 2, il est écrit :

« Le transporteur peut, de temps à autre, accorder des rabais sur les tarifs de transport lorsque :

- il constate une baisse des revenus du service de transport de court terme et que;

- cette baisse est attribuable au fait que les tarifs de transport sont trop élevés, eu égard aux conditions du marché de l'électricité. »

Il s'agit là de modifications majeures par rapport à la requête amendée où Hydro-Québec sollicitait l'approbation de la Régie pour sa politique de rabais.

Nous sommes aussi tout particulièrement étonnés que TransÉnergie ne pose plus comme condition la rentabilité des transactions qui constituait pourtant l'un des points majeurs pour justifier l'utilisation de rabais.

Le Transporteur nous a démontré sans ambages par ses réponses, qu'il n'était pas en mesure d'évaluer la rentabilité d'une transaction telle que l'achat-revente, et donc, qu'en appliquant des rabais à l'aveuglette de façon à stimuler ce type de transactions, l'on aurait bien pu accélérer un processus de ventes non rentables qui se serait traduit par un apport hydraulique trop important pour ce que ces transactions pouvaient rapporter.

En effet, comment serait-il possible d'évaluer la rentabilité d'une opération si l'on ne sait que répondre aux questions élémentaires suivantes :

- Les prix sont-ils négociés à la frontière ou aux points de livraison ou de réception chez le client ?
- Qui est responsable du coût de transport sur les réseaux étrangers ?
- Qui est responsable des pertes de transport sur les réseaux étrangers?

Notes sténographiques du 23 mai, p. 199

M. FRANÇOIS ROBERGE :

Q. Très bien. Toujours avec l'import-export, à quel endroit se négocient les prix d'achat et de vente, à la frontière ou aux points d'achat ou de livraison ?

R. Ça, c'est le producteur qui va pouvoir vous le dire, ce n'est pas moi.

Q. Vous ne pouvez pas l'identifier, vous ?

R. Absolument pas.

Q. Qui paie pour le transport sur le réseau américain et qui comble les pertes?

R. C'est toujours au choix du producteur.

Q. Mais le savez-vous ou vous ne le savez pas ?

R. Je ne le sais pas, c'est lui qui choisit. Ça peut être lui, ça peut être son client, je ne le sais pas. En tout cas, nous, on n'a rien à faire là. Nous, on s'arrête à la frontière, ça c'est sûr, TransÉnergie. »

TransÉnergie n'a pas de ce fait apporté la preuve du bien-fondé des rabais qu'elle a accordés dans le passé et de ses prétentions à cet égard.

De plus, il ressort que T-É n'était même pas concernée par sa propre rentabilité puisque les rabais en question n'étaient aucunement plafonnés comme le démontre l'échange suivant entre M. Richard Dagenais de l'ACEF de Québec et M. François Roberge, d'Hydro-Québec (Notes sténographiques du 23 mai 2001) :

Q. On va passer à un autre sujet. Dans votre politique, est-ce que vous avez une limite supérieure pour les rabais que vous pouvez accorder pour le court terme ?

R. Qu'entendez-vous par une limite supérieure ?

Q. Quatre-vingts pour cent (80%), cent pour cent (100%) du...

R. Non, il n'y a aucune limite.

Q. A priori, il n'y a aucune limite, même pas le coût minimal?

R. Aucune limite »

Il faut aussi considérer, qu'il s'agisse d'achat-revente ou d'import-export et que la transaction ait lieu dans la même journée ou à intervalles prolongés, lorsque les conditions s'y prêtent, que le cycle d'achat-revente n'est pas un mouvement perpétuel, il faut utiliser notre eau pour l'entretenir. Ainsi, nous avons pu établir, en considérant des valeurs moyennes, que les pertes électriques supplémentaires pour desservir la charge locale dans un contexte d'achat-revente sont de 17% supérieures à ce qu'elles auraient été pour une alimentation conventionnelle à partir de nos moyens de production propres.

En effet, puisque les prix du marché selon notre interprétation se situent chez le client américain et que les contrats se négocient aux points de réception et de livraison, Hydro-Québec doit remplacer les pertes électriques subies dans le transport, qu'il s'agisse d'un achat ou d'une vente.

Non seulement les coût du transport sur les réseaux américains et Hydro-Québec doivent-ils être pris en compte, mais le coût des pertes doit être évalué à sa juste valeur si l'on désire établir la rentabilité d'une transaction par rapport au prix du marché.

Dans son exemple, notre expert Gérald Roberge utilise le taux de pertes de point à point de 7% en vigueur sur le réseau de transport pour la livraison au réseau américain de l'énergie produite à partir des barrages d'Hydro-Québec Production et un taux de pertes de 4% pour emprunter le réseau américain jusqu'à New-York. Pour le rachat de cette énergie, il utilise encore un taux de pertes de 4% pour ce qui concerne le réseau américain et un taux de 2% pour traverser le poste convertisseur à courant continu avant d'entrer sur le réseau de TransÉnergie pour la desserte de la charge locale et 5% pour alimenter la charge. Mais puisque les pertes électriques sur le réseau de TransÉnergie pour la desserte de la charge locale sont assumées par le Distributeur, cette valeur de 5% sera annulée de sorte que le taux de pertes pour desservir la charge locale dans un processus d'achat-revente représente des pertes

supplémentaires de $7+4+4+2 = 17\%$ par rapport à une alimentation conventionnelle.

Dans le cas du client de charge locale, ce dernier est responsable des pertes subies sur le réseau d'Hydro-Québec pour l'énergie qu'il achète et le distributeur majore sa facture d'un pourcentage correspondant au taux de pertes de sa catégorie. De là, il est normal de conclure que la valeur attribuée aux pertes devra être calculée en fonction du coût unitaire de l'énergie facturé à ce client soit 35 \$/MWh pour le client industriel ou 61 \$/MWh si l'on considère le coût moyen de l'électricité vendue au Québec en 2000.

Or, l'achat-revente ne faisant pas appel à nos moyens de production propres, il incombe à Hydro-Québec Production de remplacer les pertes associées à cette activité en soutirant une quantité d'eau importante de ses réservoirs. Cette eau doit de ce fait être évaluée au coût de l'énergie correspondante que nous aurions perçu si nous l'avions utilisée à des fins de vente au Québec.

Il existe trois possibilités pour évaluer le coût de ces pertes électriques. On pourrait utiliser la valeur patrimoniale de 27.90 \$/MWh, celle du tarif L à 35 \$/MWh ou celle du tarif moyen au Québec soit 61 \$/MWh. Dans son exemple, notre expert a jugé bon pour le moment d'utiliser la valeur du tarif L puisque c'est généralement le tarif utilisé par Hydro-Québec pour établir ses comparaisons.

Pour ce qui concerne le coût du transport. M. Roberge a utilisé un tarif à rabais de 8 \$/MWh pour le transport sur le réseau de TransÉnergie et de 5 \$/MWh comme tarif de pointe sur le réseau américain ou 2 \$/MWh hors pointe. Aucun transport n'est chargé sur le réseau de TransÉnergie pour la desserte de la charge locale puisque le coût du transport est déjà inclus dans ce service. Nous croyons donc que tous les chiffres utilisés pour le calcul sont

conservateurs et que les conclusions qui peuvent en être tirées ne peuvent donner lieu à aucune exagération.

Avec un différentiel de 25 \$/MWh entre le prix d'achat et de revente, il résulte de cette étude que la vente de 1 000 MWh produits au Québec pour desservir la charge locale a rapporté 36 630 \$ en passant par les États-Unis alors qu'elle aurait rapporté 33 250 \$ si elle avait été effectuée directement au Québec soit un gain de 3 380 \$. Cependant, si l'on évalue les pertes encourues au tarif L, nous constatons que le coût des pertes encourues pour l'achat-revente en passant par les États-Unis s'élève à 7 070 \$ comparativement à 1 750 \$ pour une vente directe au Québec soit un excédent de 5 320 \$ en pertes pour réaliser une marge bénéficiaire de 3 386 \$ ou 0.38 ¢/kWh par rapport à une vente directe au Québec.

À ce prix, on ne peut pas dire qu'il s'agit de la meilleure façon d'utiliser nos ressources hydrauliques et nous devons malheureusement nous rendre à l'évidence qu'avec de tels résultats, qui sont représentatifs des conditions prévalant en 1998, l'opération d'achat-revente se serait soldée par une perte nette pour l'entreprise cette année-là si les tarifs de transport n'avaient été abaissés à des niveaux de 2 à 5 \$/MWh tel que nous les avons connus.

Si nous avons utilisé l'année 1998 comme référence, c'est parce que les données qui ont servi à Hydro-Québec pour la présentation des résultats sur la rentabilité des exportations, dont l'achat-revente, à l'occasion de la Commission parlementaire réunie pour l'étude du Plan stratégique 2000-2004 les 25 et 27 janvier 2000, utilisent les résultats de 1998 (voir tableau 2 de l'annexe 1 du mémoire présenté par M. Roberge).

Ce n'est pas le fait que des coûts de transport s'élevant à 300 M\$ environ ont été payés par le Producteur au Transporteur pour couvrir les réservations annuelles que la rentabilité de l'achat-revente est assurée puisque cela

n'affecte pas le coût réel d'une transaction. Il aurait fallu, dans l'exemple choisi, vendre à 56.25 \$/MWh de l'énergie achetée à 20 \$/MWh pour couvrir le coût du transport et des pertes soit un différentiel de 36.25 \$/MWh.

Le tableau suivant montre comment, dans l'exemple précédent, le tarif de transport a pu jouer sur la marge bénéficiaire et faire passer une transaction non rentable à une transaction rentable, mais cela au détriment des revenus de transport, cela pour des différentiels de 25 \$/MWh et 36.25 \$/MWh :

Valeur différentielle de 25 \$/MWh		
Tarif de transport (\$/MWh)	Marge bénéficiaire (¢/kWh)	Gain net pour 4.8 TWh (M\$)*
16.69	-0.53	-53.9
8	0.38	-10.4
5	0.69	4.6
2	1.00	19.6
0	1.21	29.6

Note (*) : Le calcul tient compte des pertes évaluées au tarif L

Valeur différentielle de 36.25 \$/MWh		
Tarif de transport (\$/MWh)	Marge bénéficiaire (¢/kWh)	Gain net pour 4.8 TWh (M\$)*
16.69	0.60	0.1
8	1.50	43.6
5	1.82	58.6
2	2.13	73.6
0	2.34	83.6

Note (*) : Le calcul tient compte des pertes évaluées au tarif L

Nous recommandons donc que :

- la Régie exige d'Hydro-Québec qu'elle tienne compte du coût raisonnable des pertes dans l'évaluation de la rentabilité des transactions d'achat-revente et qu'Hydro-Québec explicite les critères qu'elle utilise pour le calcul de la rentabilité.

Les éléments qui précèdent démontrent bien la complexité inhérente à l'octroi ou non de rabais et des seuils à respecter pour permettre à TransÉnergie d'avoir un niveau de revenu adéquat pour son service point à point de court terme.

C'est pourquoi, de l'avis du Regroupement, la Régie devrait refuser de traiter de ce sujet des rabais pour les transactions de point à point de court terme (Annexe d'Hydro-Québec) dans la présente cause tarifaire. Hydro-Québec devrait déposer une requête en bonne et due forme afin que l'octroi de tels rabais qui peut s'apparenter à un programme commercial et ses implications soient évalués dans le bon cadre réglementaire. ARC-FACEF-CERQ recommandent que la Régie refuse la demande de discrétion en la matière formulée par Hydro-Québec dans sa plaidoirie.

CHAPITRE 8 : L'article 22.1

Mis en forme

Mis en forme

« Bien qu'actuellement le service de point à point soit utilisé pour le transit d'exportation, il pourrait également s'appliquer aux autres types de transit, ce qui signifie que l'ensemble du réseau peut être sollicité. Les clients qui utilisent ces services doivent réserver la capacité de transport nécessaire et payer un montant selon le tarif prévu pour le service utilisé (HQT-10, document 1, p. 10).»

Les règles du jeu sont telles qu'une réservation non utilisée ou partiellement utilisée n'est pas remboursée. Cependant, il existe une possibilité de substituer une réservation annuelle ferme par une réservation court terme non

ferme selon certaines modalités qui sont couvertes par l'article 22.1 du Contrat de service.

En effet, lorsqu'une vente court terme point à point est effectuée en vertu de l'article 22.1, c'est qu'elle se substitue à une réservation annuelle pour un service de transport ferme point à point qui ne serait pas réalisée. Et si l'on compare le tarif de transport d'une réservation annuelle utilisée à des fins de court terme ramené à un taux horaire, le tarif payé en vertu de l'article 22.1 correspond à 12.34 \$/MWh soit environ 75% du tarif régulier de 16.69 \$/MWh, ce qui équivaut à un rabais de 25%.

On pourrait à première vue conclure que le transporteur est perdant. Mais ce n'est pas le cas dans un contexte où toutes les réservations annuelles ne sauraient être utilisées, puisque cela assure une sécurité au transporteur à qui le producteur aura garanti le coût de transport pour une puissance donnée.

Dans le cas contraire où toutes les réservations annuelles seraient comblées par des ventes court terme non fermes, la situation sera bien différente cependant car le transporteur fera bénéficier au producteur de rabais de 25% qui auraient ainsi pu contribuer à réduire la valeur résiduelle du service de charge locale, des rabais qui se font donc au détriment de la clientèle locale.

La question est très difficile à évaluer en l'absence de données précises puisqu'il s'agit d'établir la proportion entre les avantages dont le Transporteur aurait bénéficié grâce aux réservations annuelles non utilisées garanties par le Producteur et les rabais dont a bénéficié le producteur en utilisant les réservations annuelles non utilisées pour effectuer des ventes court terme non fermes point à point sur le marché.

Deux alternatives pourraient être envisagées. Soit que l'on impose une limite aux réservations annuelles du Producteur de façon à laisser plus d'espace aux ventes non fermes point à point ne tombant pas sous la juridiction de l'article 22.1, soit que l'on maintienne le niveau de réservations actuel tout en faisant payer un tarif plus élevé au producteur pour ses ventes court terme non fermes, sachant qu'il existe une marge de 4.38 \$/MWh par rapport au tarif maximal de 16.69 \$/MWh.

Nous n'avons pas l'intention de proposer à cette étape-ci un quota aux réservations annuelles ni une valeur au supplément à charger pour une vente court terme, ce qui nécessiterait une étude plus approfondie, mais nous voulons tout simplement faire ressortir le fait qu'il nous sera impossible d'envisager une telle possibilité tant que la formulation présente de l'article 22.1 sera maintenue.

L'article 22.1 proposé par TransÉnergie se lit présentement comme suit :

« Modifications sur une base non ferme : Le client du service de transport utilisant un service de transport ferme de point à point peut exiger que le transporteur fournisse un service de transport sur une base non ferme à des points de réception ou de livraison autres que ceux qui sont prévus dans la contrat de service (points de réception et de livraison secondaires) pour des quantités n'excédant pas sa réservation de capacité ferme, sans engager des coûts additionnels de service de transport non ferme de point à point ni signer une nouvelle convention de service, sous réserve des conditions suivantes...»

Rappelons que cet article provient du règlement 659 qui semble être une traduction textuelle du document «Open Access Transmission Tariff» de la FERC. L'article 22.1 serait donc une traduction de l'article 22.1 de la FERC qui n'aurait pas encore été adaptée au réseau d'Hydro-Québec, mais que celle-ci utilise à son avantage chaque fois que c'est possible.

À la lecture des arguments accompagnant la création de cet article, on se rend bien compte qu'il a été rédigé dans un contexte américain où plusieurs utilisateurs devaient se partager les droits de passage sur un réseau de transport, limitant ainsi les possibilités de «jouer le marché». Hydro-Québec Production réservant à lui seul la quasi totalité de la capacité disponible sur le réseau de TransÉnergie, ARC-FACEF-CERQ s'inquiètent donc de la possibilité d'abus à cet égard, justifiant notre demande de modification de l'article 22.1.

Nous recommandons donc qu'une légère modification soit apportée à l'article 22.1 en rayant la mention sans engager des coûts additionnels de service de transport non ferme de point à point, ceci ouvrant la porte à certaines possibilités de négociation.

CHAPITRE 9 : Uniformisation des pertes

Nous ne devons pas trop nous arrêter aux valeurs à donner aux taux différenciés mais plutôt au principe sous-jacent. Le fait d'uniformiser les taux à 5.2% ne porte non seulement préjudice au client de charge locale en le rendant responsable des pertes liées aux activités d'exportation, mais cela aurait de plus pour effet de fausser de façon significative le calcul de rentabilité des activités d'exportation, dont l'achat-revente tout particulièrement.

Ainsi, soit que nous maintenions les taux différenciés à 5 et 7% comme auparavant soit que nous tenions compte de la ligne à courant continu dont nous soustrairons les pertes de celles de la charge locale pour obtenir un taux de 4.8% pour la charge locale, et un taux séparé pour les interconnexions et la ligne à courant continu regroupés. Ce dernier taux sera déterminé par traitement mathématique et chargé en sus aux utilisateurs qui utilisent le réseau de transport d'Hydro-Québec. Si ces actifs passaient aux mains de la

division Production, tel qu'il est recommandé ailleurs dans ce document, il incombera au producteur de déterminer ces taux et d'assumer le partage des pertes entre les utilisateurs.

Dans sa présentation (Gérald Roberge : notes sténographiques du 31 mai, pp. 57-77), notre expert a démontré que l'argument technique invoqué par TransÉnergie pour justifier l'uniformisation des taux ne tenait pas et nous tenons à souligner que les représentants de Trans-Énergie n'ont pas réagi à cette démonstration :

Ainsi, selon Hydro-Québec,

« Les pertes de transport ne varient pas en fonction du service de transport mais en fonction de la charge transitée tout au long de l'année. L'approche méthodologique retenue pour calculer les taux différenciés du contrat de transport actuel ne tenait pas compte du profil de charge réel, mais considérait plutôt un profil constant et uniforme à l'année longue. Lors de la mise à jour des taux de pertes par service de transport avec les profils de charge réels de l'année 1999, on constate que l'écart entre les taux différenciés devient négligeable. Par conséquent une approche différenciée ne serait plus justifiée.» (Source : HQT-10, document 3, p. 14 lignes 26-29 et p. 15 lignes 1-6)

Mis en forme

Mis en forme

Notre expert a pris pour exemple la ligne à courant continu avec ses convertisseurs et le poste d'interconnexion à courant continu de Châteauguay. Dans les deux cas, il a comparé un profil constant et uniforme par rapport à un profil variable et non uniforme pour les douze mois de l'année en posant l'hypothèse d'un facteur d'utilisation identique pour les deux profils. Les résultats, qui apparaissent dans les tableaux déposés lors de cette présentation sont sans équivoque. Le taux de pertes pour un profil variable et non uniforme est toujours supérieur à celui d'un profil constant et uniforme à longueur d'année, ce qui contredit le principe invoqué par TransÉnergie.

De plus, nous sommes d'avis que tous les autres arguments invoqués par TransÉnergie dans son argumentaire des pages 161-163, et notamment celui de la page 162 qui prend prétexte de la complexité, ne justifient pas que le

consommateur aurait à payer pour les pertes électriques de la ligne à courant continu et des postes convertisseurs, **compte tenu** des sommes impliquées, présentes et futures, ces pertes supplémentaires étant imputables au Producteur et aux utilisateurs externes pour leurs transactions commerciales dont ne bénéficie aucunement la clientèle de charge locale. Nous reproduisons ci-dessous l'argument de la page 162 :

«Compte tenu de la complexité liée au calcul des pertes, l'utilisation d'un taux moyen et uniforme applicable à l'ensemble des utilisateurs des services de transport offre l'avantage d'être simple d'application et aussi contribue à l'allègement du processus réglementaire.»

Notre expert nous a également démontré à partir de la courbe des pertes obtenue lors d'essais au poste Châteauguay à l'automne 1984, et que nous avait fournie sur demande TransÉnergie, que dans le cas d'un poste convertisseur le taux de perte ne varie pas en fonction du facteur d'utilisation, ou de la charge, comme dans le cas de la ligne à courant continu ou de toute ligne à courant alternatif, mais qu'il oscille autour de 2% sur toute l'étendue de la courbe de charge tel qu'illustré au tableau suivant :

Charge (MW)	Pertes (MW)	Pertes (%)
500	10.4	2.1
400	8.0	1.6
300	5.8	1.9
200	4.6	2.3
100	4.1	4.1
Moyenne		2.4

Notons que cette courbe a été obtenue lors des essais de mise en service de cette première attache à courant continu d'Hydro-Québec, avec les conditions de charge prévalant à l'époque, et avant l'installation des filtres de deuxième et de troisième harmoniques qui furent requis ultérieurement. Nous croyons que les autres postes convertisseurs devraient donner lieu à des résultats semblables.

Par ailleurs, notre expert a tenu à nous faire remarquer lors de sa présentation qu'Hydro-Québec ne devait pas axer sa stratégie sur celle des autres réseaux en ce domaine puisqu'elle constitue un cas à part :

«L'asynchronisme, c'est une particularité du réseau d'Hydro-Québec qui nous permet de contrôler plus facilement nos échanges avec les réseaux voisins. On n'a pas de problèmes de congestion avec nos lignes. Et nous sommes indépendants des autres réseaux. La chute de l'un ne risquera pas d'entraîner la chute de l'autre [...].

Vous devez réaliser que tous les états du nord-est américain sont pris dans un même pain. Ils sont rattachés entre-eux par des lignes à courant alternatif. L'Ontario et le Nouveau-Brunswick sont pris dans ce même pain puisqu'ils sont reliés aux États-Unis par des lignes à courant alternatif. Cela signifie donc que tous ces réseaux sont synchrones entre-eux. Et nous dans tout cela, qu'est-ce qu'on fait, on est asynchrone par rapport à tous les réseaux qui nous entourent et pour s'y relier, il faut passer par des interconnexions à courant continu.»

Mises à part l'interconnexion à courant continu de Eel River (350 MW) au Nouveau-Brunswick et celle de Highgate (170 MW) au Vermont, les autres interconnexions à courant continu se retrouvent en territoire québécois, y compris la future attache à courant continu de 1250 MW avec l'Ontario. Compte tenu de cette dernière, on peut dire que 85 % des interconnexions à courant continu avec les réseaux voisins se retrouveront en territoire québécois. Si l'on ajoute la portion québécoise de la ligne multiterminale à courant continu, cela représente une part importante des interconnexions asynchrones avec les réseaux voisins, suffisamment élevée en tout cas pour parler de situation particulière puisqu'elle approchera les 5 000 MW.

Il n'existe aucune circonstance où les pertes d'interconnexion devraient être imputées à la charge locale car toute énergie passant par les interconnexions est requise pour le client Hydro-Québec Production ou pour un tiers. L'utilisation de l'énergie importée dans une transaction d'achat-revente pour la

desserte de la charge locale n'est en réalité qu'un «wheel through» différé qui ne justifie en rien le fait que le consommateur québécois devrait payer pour les pertes électriques subies dans les interconnexions asynchrones.

Par ailleurs, nous ne nous opposons pas à ce que 100% des importations soient utilisées pour la desserte de la charge locale qui sert de tampon, car, à moins d'utiliser le «wheel through» en temps réel de façon intensive, ce qui n'est pas réalisable, Hydro-Québec n'a d'autre choix que d'alimenter la charge locale lorsqu'elle importe l'énergie lui permettant ainsi d'emmagasiner une quantité d'eau correspondante derrière ses barrages pour la restituer en temps opportun.

Ce n'est donc pas par obligation envers le client, mis à part la satisfaction des besoins de pointe exceptionnels, qu'il faut regarder cette opération, mais plutôt comme un service requis de la clientèle de charge locale par le Producteur pour la réalisation de ses objectifs commerciaux. Il faut être conscient que Hydro-Québec Production utilise la charge locale pour réaliser une activité commerciale aux fins de l'actionnaire et que cette clientèle locale ne bénéficie aucunement des profits importants réalisés par ce dernier. Le producteur devrait donc en faire les frais, c'est-à-dire assumer les pertes supplémentaires dues aux interconnexions puisque son rôle normal consiste à fournir l'énergie à la clientèle locale à partir de nos moyens de production propres, c'est-à-dire à même les 165 TWh d'énergie patrimoniale. L'énergie importée pour la desserte de la charge locale doit être considérée au même titre que l'énergie achetée des producteurs privés ce qui expliquerait le fait qu'on les retrouve toutes deux imputées au compte «Achat d'électricité et de combustible».

Un autre point important à souligner a trait au fait que TransÉnergie nous a démontré au cours de sa présentation que la ligne à courant continu, en plus de servir aux exportations, peut servir à des tiers pour faire du «wheel

through». Ainsi, dans un schéma qui nous a été remis lors de l'audience du 1^{er} juin, il est clairement indiqué que le Nouveau-Brunswick, pour effectuer une vente aux les États-Unis, livre de l'énergie dans notre réseau au poste d'interconnexion Madawaska pour l'en faire ressortir vers les États-Unis en utilisant la ligne à courant continu, mais en allant passer par Radisson. Autrement dit, c'est de la substitution, c'est-à-dire qu'on alimente le réseau de charge locale à partir de Madawaska en injectant dans le réseau 105.2% de l'énergie à livrer et que de LG -2, on injecte dans la ligne à courant continu le volume d'énergie nécessaire pour livrer 100% de l'énergie prévue à la frontière. Il pourra en être de même pour la plupart des transactions de cette nature parce que cela représente la solution la plus économique dans les circonstances.

Ce cas illustre très bien par ailleurs la situation d'un tiers qui, en plus d'utiliser le réseau de transport, doit emprunter un poste d'interconnexion et la ligne à courant continu pour réaliser ses transactions ce qui représente des pertes globales d'environ 10.5% si l'on s'en tient aux valeurs moyennes connues soit 2% pour l'interconnexion de Madawaska, 5% pour l'utilisation du réseau de transport et 3.5% pour l'utilisation de la ligne à courant continu de Radisson jusqu'à la frontière. Il serait de toute évidence très avantageux pour ce client de faire payer ses pertes d'interconnexion par le client de charge locale si les taux uniformisés à 5.2% étaient approuvés. Et, puisque de telles situations sont appelées à augmenter avec l'ouverture des marchés de l'Ontario et du Nouveau-Brunswick il y aurait lieu de se prémunir contre ce genre de situations si l'on interprète bien l'argumentation d'H-Q à la page 164 où il est écrit que :

« Le transporteur prévoit que le transit interréseaux augmentera suite à l'ouverture du marché ontarien de l'électricité et celui du Nouveau-Brubswick.»

De plus, l'ouverture du marché ontarien bénéficiera certainement de la construction d'une nouvelle interconnexion avec l'Ontario :

« Des études d'avant-projet sont complétées ou en voie de l'être pour la construction d'une attache à courant continu de type dos-à-dos de 1250 MW qui viendrait s'intégrer à la phase finale du nouveau poste des Outaouais. » (Source : HQT-3, document 1, annexe 1, page 12)

Si le producteur trouve son profit dans ce genre de transactions, qui pourrait également s'appliquer à lui-même lorsqu'il fait du «wheel through», il devra assumer les frais des pertes supplémentaires dues à cette activité et non les faire payer par la clientèle de charge locale.

À cet effet, nous recommandons :

- que soit maintenu le principe des taux de pertes électriques différenciés et que la Régie ordonne à Hydro-Québec d'implanter les méthodes de calcul suivantes ;;
- que les pertes de la ligne à courant continu soient soustraites des pertes du service de charge locale pour être regroupées avec celles des interconnexions à courant continu, la mesure des pertes du réseau de charge locale devant dorénavant se faire en amont des convertisseurs de la ligne à courant continu, comme cela se fait présentement, et en amont des postes d'interconnexion à courant continu;
- que les pertes de la ligne à courant continu et des postes d'interconnexion à courant continu soient traitées mathématiquement et réparties entre les utilisateurs au prorata de leur utilisation, en sus des pertes du réseau de charge locale qu'ils utilisent;

- que l'on redéfinisse les frontières du réseau de transport pour tenir compte de cette réalité.

Notons par ailleurs que TransÉnergie reconnaît dans son argumentation, aux pages 62-63, que les interconnexions peuvent être considérées comme des équipements de production.

« Entre autres exemples de l'importance des interconnexions pour le Québec, la preuve démontre clairement que les interconnexions :

- se substituent à des équipements de production (souvent considérablement plus coûteux) ou d'autres équipements de transport;
- assurent la relève de certains équipements de production lors de travaux de maintenance par exemple, à la centrale de Gentilly. »

CHAPITRE 11 : Rapport annuel

Nous constatons qu'une certaine confusion règne dans l'interprétation des résultats des rapports annuels depuis l'ouverture des marchés au chapitre des données d'exploitation du secteur électricité (rapports annuels 1999, p. 95 et 2000, p. 84 par exemple) et il serait approprié que l'on identifie dorénavant séparément les ventes court terme hors Québec qui utilisent les interconnexions et la ligne à courant continu et celles qui concernent les ventes internationales telles que Panama, Costa Rica, MEHQ et le courtage de la filiale américaine HQ Energy Services qui achète et revend de l'électricité aux États-Unis. Le mode de représentation actuel présente une fausse image de la réalité. À défaut d'apporter ces modifications, une note devrait au moins nous prévenir de la situation.

Nous recommandons qu'Hydro-Québec modifie son tableau de statistiques d'exploitation du secteur électricité pour les cinq dernières années, et rétroactivement, de sorte à séparer les ventes court terme hors Québec utilisant les interconnexions et la ligne à courant continu des ventes internationales qui s'effectuent à l'étranger, aussi bien en volume qu'en valeur monétaire.

Quant au remboursement des frais, nous soumettons que l'intervention du ARC-FACEF-CERQ a été utile à la Régie et qu'il serait juste et raisonnable que la Régie ordonne le remboursement de la totalité des frais juridiques et d'experts et autres déboursés que le Regroupement a encourus à titre d'intervenant dans ce dossier.

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.

RIVEST SCHMIDT
Procureurs du Regroupement
ARC-FACEF-CERQ